



UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI

DIRECCION DE POSGRADO

MAESTRIA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACION

Titulo:

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor

Ing. Molina Salazar Carlos Andrés

Tutor

Mg. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

**LATACUNGA –ECUADOR
2024**

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación **“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO”** presentado por MOLINA SALAZAR CARLOS ANDRÉS, para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, 11 de diciembre, 2023



.....
Mg. Xavier Alfonso Proaño Maldonado)
CC. 0502656424

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, 23 de enero, 2024



.....
MsC. Hinojosa Guanoluisa Luis Eduardo
CC. 0502365810
Presidente del tribunal



.....
MsC. Toaza Iza Jimmy Xavier
CC. 1717621062
Lector 2



.....
MsC. León Segovia Marco Anibal
CC. 0502305402
Lector 3

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación, en primero lugar lo dedico a mi esposa Pao y mi hija Aislinn Valentina quienes desde el primer momento confiaron en mí, para continuar con mis estudios de posgrado y gracias a su apoyo los pude culminar con satisfacción.

A mis padres, abuelita, hermanos que me brindaron su apoyo, su amor y calidez de familia durante todos los momentos de mis estudios

Carlos Andrés Molina Salazar

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios por darme la vida y licencia para desarrollar este proceso de estudio posgrado. A mis padres por permitirme formarme como profesional y mi esposa Pao por su apoyo y paciencia en mis momentos de estudio; y, a mi hija Aislinn por su motivación.

De igual forma, a mis compañeros y docentes por los aportes y enseñanzas con que cada uno contribuyó y aportó durante este tiempo; y de manera especial al personal de la Central Hidroeléctrica Rio Verde Chico y a su jefe de planta el Ing. Jorge Paredes, por permitirme realizar mi trabajo de investigación en su empresa

Carlos Andrés Molina Salazar

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, 23 de enero, 2024



Carlos Andrés Molina Salazar

C.C. 0401468111

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, 23 de enero, 2024



Handwritten signature of Carlos Andrés Molina Salazar in blue ink, written over a horizontal dotted line.

Carlos Andrés Molina Salazar

C.C. 0401468111

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, 23 de enero, 2024



.....
MsC. Hinojosa Guanoluisa Luis Eduardo
CC. 0502365810
Presidente del tribunal

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: Coordinación De Protecciones en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico

Autor: Molina Salazar Carlos Andrés

Tutor: Mg. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

RESUMEN

En el presente trabajo de investigación realizado en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, se analizan las condiciones actuales de operación, simulando diferentes escenarios en las que la central puede trabajar, adicional se simuló flujos de carga, corrientes de cortocircuito, y la operación de los equipos de protección con los ajustes actuales, de esta manera se pudo conocer como está trabajando el sistema de protecciones, donde se pudo identificar problemas de protecciones mal configuradas en los IEDs lo que no permite tener una protección selectiva y se tiene disparos erróneos en las líneas de transmisión en especial cuando trabaja en malla, esto quiere decir cuando se conecta a la sub estación Baños y Agoyán..

Con estos antecedentes, en el capítulo 3, se propone realizar nuevos ajustes a las protecciones, específicamente en las líneas de protección, para solventar a mediano y largo plazo los problemas identificados, para la protección de distancia de líneas se elimina la zona 2 debido a que al ser líneas cortas no es necesario tener habilitada, de las simulaciones realizadas, cuando existan fallas a más del 80% de la línea de transmisión van a actuar las protecciones de la subestación de llegada que es la manera correcta de trabajar; para la protección de sobre corriente se cambió la característica no direccional, por direccional para evitar disparos erróneos y la central pueda trabajar en malla, adicionalmente se realizó una simulación de flujo de carga considerando un crecimiento del 5% de la demanda, donde se pudo

determinar que los transformadores de corriente de las líneas no están diseñados para soportar la corriente nominal de la línea cuando trabaje a plena carga; y para los generadores se propone activar la protección sobrecorriente controlada por voltaje ANSI 51V debido a que es la recomendación típica y recomendada para generadores eléctricos, así se puede garantizar que la protección actúe ante cualquier desbalance en operación normal.

Con estos nuevos ajustes en los IEDs y después de realizar todas las simulaciones necesarias en todos los escenarios posibles de operación se pudo obtener una coordinación de protecciones selectiva, confiable y rápida frente a fallas en el sistema.

PALABRAS CLAVE: coordinación de protecciones, protección de distancia, protección de sobrecorriente, líneas de transmisión, simulaciones.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Title: COORDINATION OF PROTECTIONS AT THE RÍO VERDE CHICO
HYDROELECTRIC POWER STATION

Author: Molina Salazar Carlos Andrés

Tutor: Mg. Xavier Alfonso Proaño Maldonado

ABSTRACT

In this research work carried out at the Río Verde Chico Hydroelectric Power Plant, the current operating conditions are analyzed, simulating different scenarios in which the plant can work, in addition to simulating load flows, short-circuit currents, and the operation of the protection equipment with the current settings, In this way it was possible to know how the protection system is working, where it was possible to identify problems of misconfigured protections in the IEDs, which does not allow to have a selective protection and there are erroneous trips in the transmission lines, especially when it works in mesh, this means when it is connected to the Baños and Agoyán substation. .

With this background, in chapter 3, it is proposed to make new adjustments to the protections, specifically in the protection lines, to solve in the medium and long term the problems identified, for the line distance protection zone 2 is eliminated because being short lines it is not necessary to have enabled, from the simulations performed, when there are faults at more than 80% of the transmission line the protections of the substation of arrival will act, which is the correct way to work; For the overcurrent protection, the non-directional characteristic was changed to directional in order to avoid erroneous tripping and the power plant can work in mesh; additionally, a load flow simulation was performed considering a 5% growth

in demand, where it was determined that the current transformers of the lines are not designed to support the nominal current of the line when it works at full load; And for the generators, it is proposed to activate the ANSI 51V voltage controlled overcurrent protection because it is the typical and recommended recommendation for electric generators, thus guaranteeing that the protection will act in case of any unbalance in normal operation.

With these new settings in the IEDs and after performing all the necessary simulations in all possible operating scenarios, it was possible to obtain a selective, reliable and fast coordination of protections against system failures.

KEY WORDS: protection coordination, distance protection, overcurrent protection, transmission lines, simulations.

CENTRO DE IDIOMAS

AVAL DE TRADUCCIÓN

Yo, **Chiliquina Quispe Germania Maribel** con cédula de identidad **1804246062**,
Licenciada en: Ciencias Humanas y de la Educación mención Inglés con
número de registro de la SENESCYT: 1010-13-1226472; **CERTIFICO** haber
revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de
investigación con el título: **"COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO"** del Ing. Carlos Andrés
Molina Salazar, aspirante a magister en **ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a la peticionaria
hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, diciembre del 2023

Atentamente,



Germania Maribel Chiliquina Quispe

1804246062



ÍNDICE DE CONTENIDOS

AVAL DEL TUTOR	ii
AVAL DEL TRIBUNAL	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	xi
AVAL DE TRADUCCIÓN	xiii
INDICE DE CONTENIDOS	xiv
INDICE DE FIGURAS	xvii
INDICE DE TABLAS	xxii
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes	1
Planteamiento del problema	2
Formulación del problema.....	2
Objetivo General	3
Objetivos Específicos	3
Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.....	4
Justificación.....	5
Hipótesis.....	5
CAPITULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA	6
1.1. Antecedentes de la Investigación	6
1.2. Fundamentación Teórica	7
1.2.1. Corrientes de Cortocircuito.....	7

1.2.1.1.	Método para el cálculo de corrientes de cortocircuito.....	8
1.2.1.2.	Tipos de Cortocircuitos.....	11
1.2.2.	Elementos de un Sistema Eléctrico.....	14
1.2.2.1.	Generadores	14
1.2.2.2.	Transformadores	16
1.2.2.3.	Líneas de Transmisión.....	17
1.2.3.	Elementos Primarios de Medición de un Sistema Eléctrico de Potencia	18
1.2.3.1.	Transformador de Potencial.....	18
1.2.3.2.	Transformador de Corriente.....	20
1.2.4.	Principales Protecciones en un Sistema Eléctrico	27
1.2.4.1.	Protección de Distancia ANSI 21	27
1.2.4.2.	Protección Sobrecorriente ANSI 50/51	31
1.2.4.3.	Protección Baja frecuencia y Sobre frecuencia ANSI 81	34
1.2.4.4.	Protección Diferencial ANSI 87.....	37
1.3.	Fundamentación Metodológica	39
1.4.	Conclusiones	40
CAPITULO II. PROPUESTA		41
2.1.	Obtención de Información del Sistema de Protecciones Central Hidroeléctrica Río Verde Chico	41
2.1.1.	Línea de Transmisión.....	43
2.1.1.1.	Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG).....	43
2.1.1.2.	Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ).....	44
2.1.2.	Generador Eléctrico	46
2.1.3.	Transformador de Potencia.....	47
2.2.	Ajustes y simulación de las protecciones instaladas actualmente	48
2.2.1.	Líneas de Transmisión	48
2.2.1.1.	Protección de Distancia ANSI 21	49

2.2.1.2. Protección de Sobre corriente ANSI 50/51	56
2.2.1.3. Protección diferencial de línea ANSI 87L	62
2.2.2. Transformador de Potencia	72
2.2.2.1. Protección diferencial ANSI 87T.....	74
2.2.2.2. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51.....	80
2.2.3. Protección Generador Eléctrico.....	82
2.2.3.1. Protección diferencial ANSI 87T.....	84
2.2.3.2. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51.....	88
2.3. Conclusiones	92
CAPITULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROUESTA	94
3.1. Ajustes propuestos para la coordinación de protecciones del sistema eléctrico	94
3.1.1. Línea de Transmisión.....	94
3.1.1.1. Protección de Distancia ANSI 21	94
3.1.1.2. Protección de Sobre corriente ANSI 50/51	100
3.1.2. Transformador de Potencia.....	106
3.1.2.1 Protección Diferencial ANSI 87T.....	107
3.1.2.2 Protección de sobrecorriente ANSI 50/51	109
3.1.3. Generador Eléctrico	114
3.1.3.1. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51.....	115
3.2. Conclusiones	121
CONSLUSIONES GENERALES	123
RECOMENDACIONES	125
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	126
ANEXOS	131

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cálculo de cortocircuito - valores del factor de tensión “c”	9
Figura 2. Valores de corriente de cortocircuito en función de impedancias directa, inversa y homopolar de una red	10
Figura 3. Definición falla trifásica	11
Figura 4. Definición falla bifásica.....	12
Figura 6. Definición falla monofásica a tierra	13
Figura 7. Representación Trifilar de un generador	14
Figura 8. Componente CA de cortocircuito	15
Figura 9. Diagrama secuencia positiva generador	15
Figura 10. Diagrama secuencia negativa generador	16
Figura 11. Diagrama secuencia cero del generador	16
Figura 12. Diagrama de conexiones de transformadores trifásicos	17
Figura 13. Redes de secuencia de una línea de transmisión.	18
Figura 14. Diagrama Transformador Inductivo de Potencial.....	19
Figura 15. Circuito Equivalente Transformador Inductivo de Potencial	19
Figura 16. Diagrama Transformador Capacitivo de Potencial.....	20
Figura 17. Circuito Equivalente Transformador Capacitivo de Potencial	20
Figura 18. Circuito Equivalente de un Transformador de Corriente	21
Figura 19. Circuito equivalente Transformador Corriente.....	22
Figura 20. Transformador de corriente - método curva de magnetización.	23
Figura 21. Diagrama de parámetros de entrada y salida – Saturación TCs	24
Figura 22. Parámetros de entrada del software de cálculo - Saturación TCs.....	24
Figura 23. Modelo del transformador de corriente	25
Figura 24. Remanencia del TC calculada a partir de la curva de excitación	26
Figura 25. Onda secundaria no distorsionada real e ideal entregada por el TC...	27

Figura 26. Onda secundaria real (negra) e ideal (azul) entregada por el TC.	27
Figura 27. Protección de distancia ANSI 21 [23].....	28
Figura 28. Zonas de operación para protección de distancia	29
Figura 29. Característica de distancia de fase direccional MHO	29
Figura 30. Característica de distancia de fase del cuadrilátero direccional	30
Figura 31. Zonas de operación para fallas entre 0% y 20% de una línea de transmisión adyacente	31
Figura 32. Curvas características de operación de sobrecorriente	32
Figura 33. Curvas características de operación de sobre frecuencia.....	34
Figura 34. Curvas características de operación de baja frecuencia.....	36
Figura 35. Conexión de la protección deferencial ANSI 87	37
Figura 36. Conexión de la protección deferencial de línea ANSI 87L	38
Figura 37. Diagrama Unifilar la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico	42
Figura 38. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E AG en software Digsilent	44
Figura 39. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E BÑ en software Digsilent	45
Figura 40. Curva de capacidad generadores CRV	46
Figura 41. Datos transformador en software Digsilent	47
Figura 42. Software de programación relé GE – D30.....	48
Figura 43. Parámetros de ajusta Zona 1 Protección de distancia fase y tierra para la línea de transmisión CRV-AG.	50
Figura 44. Parámetros de ajusta Zona 2 Protección de distancia fase y tierra para la línea de transmisión CRV-AG.	50
Figura 45. Característica de distancia línea de transmisión CRV-AG.....	52
Figura 46. Parámetros ajuste Zona 1 Protección de distancia fase y tierra línea de transmisión CRV-BÑ.....	53

Figura 47. Parámetros ajuste Zona 2 Protección de distancia fase y tierra línea de transmisión CRV-AG.....	53
Figura 48. Característica de distancia línea de transmisión CRV-BÑ.....	55
Figura 49. Característica direccional de sobre corriente.....	56
Figura 50. Protección sobre corriente no direccional de fase y tierra línea de transmisión CRV-AG.....	57
Figura 51. Curva característica de sobre corriente línea de transmisión CRV-AG.....	58
Figura 52. Simulación falla trifásica en línea de transmisión AG – BÑ.....	58
Figura 53. Curva protección sobrecorriente para falla al 10% de la subestación Baños – Transelectric.....	59
Figura 54. Protección sobre corriente no direccional de fase y tierra línea de transmisión CRV-BÑ.....	60
Figura 55. Curva característica de sobre corriente línea de transmisión CRV-BÑ.....	61
Figura 56. Simulación falla trifásica en línea de transmisión AG – BÑ.....	61
Figura 57. Curva protección sobrecorriente para falla al 10% de la subestación Baños_69kV.....	62
Figura 58. Curva característica protección diferencial relé ABB 670.....	63
Figura 59. Parámetros y curva de saturación de TC línea de transmisión CRV – AG.....	66
Figura 60. Característica Diferencial – Línea CRV-AG.....	68
Figura 61. Parámetros y curva de saturación de TC línea de transmisión CRV – BÑ.....	70
Figura 62. Característica Diferencial – Línea CRV-BÑ.....	72
Figura 63. Software de programación relé GE – SR745.....	74
Figura 64. Parámetros configurados en relé de protección SR745.....	74
Figura 65. Valores obtenidos para una falla trifásica en la barra de 69 kV.....	75

Figura 66. Valores obtenidos para una falla trifásica en la barra de 6,9 kV	76
Figura 67. Valores obtenidos para una falla monofásica en la barra de 69 kV....	76
Figura 68. Valores obtenidos para una falla monofásica en la barra de 6.9 kV... 77	77
Figura 69. Parámetros y curva de saturación de TC Transformador de potencia lado alta.....	78
Figura 70. Parámetros y curva de saturación de TC Transformador de potencia lado de baja	78
Figura 71. Característica Diferencial transformador.....	80
Figura 72. Protección sobre corriente configurada actualmente en transformador	81
Figura 73. Curva característica de sobre corriente transformador principal	82
Figura 74. Software de programación relé GE – SR489.....	84
Figura 75. Parámetros configurados en relé de protección SR489	84
Figura 76. Parámetros y curva de saturación de TC del generador	86
Figura 77. Característica Diferencial – Generador	88
Figura 78. Configuración protección sobre corriente a tierra del generador	89
Figura 79. Simulación de flujos de potencia del generador	89
Figura 80 Simulación de una falla monofásica en el generador	90
Figura 81. Configuración sobre corriente de fase en el generador	91
Figura 82. Simulación falla trifásica y bifásica en generador.....	92
Figura 83. Lazos de impedancia para fallas en la línea de transmisión CRV-AG95	
Figura 84. Lazos de impedancia para fallas en la línea de transmisión CRV-BÑ98	
Figura 85. Característica de sobrecorriente propuesta línea de transmisión CRV-AG.....	102
Figura 86. Característica de sobrecorriente propuesta línea de transmisión CRV-BÑ	104

Figura 87. Propuesta de la característica protección diferencial del transformador	108
Figura 88. Actuación protección sobrecorriente propuesta en el lado de baja del transformador	112
Figura 89. Actuación protección sobrecorriente propuesta en el lado de alta del transformador	113
Figura 90. Protección de sobrecorriente del transformador propuesta	114
Figura 91. Curva característica sobrecorriente a tierra sensitiva del generador	116
Figura 92. Curva característica protección 51V relé SR489.....	117
Figura 93. Circuito equivalente falla trifásicas en barra de 69 kV.....	118
Figura 94. Simulación de fallas trifásicas en el generador.....	118
Figura 95. Simulación de fallas bifásicas en el generador	119

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E AG.....	43
Tabla 2. Parámetros eléctricos línea de transmisión CRV – S/E AG	43
Tabla 3. Valores obtenidos y calculados de línea de transmisión CRV – S/E AG	44
Tabla 4. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E BÑ.....	44
Tabla 5. Parámetros eléctricos línea de transmisión CRV – S/E BÑ.....	45
Tabla 6. Valores obtenidos y calculados de línea de transmisión CRV – S/E BÑ	45
Tabla 7. Parámetros eléctricos generador CRV	46
Tabla 8. Dato transformador de potencia CRV	47
En la tabla 9, se muestra un resumen de los datos obtenidos en el software Digsilent.	48
Tabla 10. Datos de TC's y TP's de la línea de transmisión CRV-AG.....	51
Tabla 11. Información de Impedancia de la línea de transmisión CRV-AG	51
Tabla 12. Ángulos de ajuste configurados en relé D30	51
Tabla 13. Alcance Zonas - R de Fase y Tierra línea transmisión CRV - AG	52
Tabla 14. Datos de TC's y TP's de la línea de transmisión CRV-BÑ.....	54
Tabla 15. Información de Impedancia de la línea de transmisión CRV-BÑ	54
Tabla 16. Ángulos de ajuste configurados en relé D30	54
Tabla 17. Alcance de Zonas - Protección de Fase y Tierra línea de transmisión CRV - BÑ.....	55
Tabla 18. Ajustes actuales sobrecorriente no direccional línea de transmisión CRV- AG.....	57
Tabla 19. Ajustes actuales sobrecorriente no direccional línea de transmisión CRV- BÑ	60
Tabla 20. Parámetros configurados en relé de protección ABB 670 línea CRV-BÑ	63

Tabla 21. Valores mínimos y máximos para fallas en la Central Río Verde.....	64
Tabla 22. Aportes de corriente de falla en la Central Río Verde	65
Tabla 23. Valores mínimos y máximos para fallas en la Sub estación Agoyán ...	65
Tabla 24. Aportes de corriente de falla en la Sub estación Agoyán	65
Tabla 25. Error máximo de saturación transformador de corriente CRV-AG.....	66
Tabla 26. Parámetros de línea de transmisión CRV-AG	67
Tabla 27. Parámetros configurados relé de protección ABB 670 Línea CRV-BÑ68	
Tabla 28. Aportes de corriente de falla en la Central Río Verde	69
Tabla 29. Valores mínimos y máximos para fallas en la Sub estación Baños	69
Tabla 30. Aportes de corriente de falla en la Sub estación Baños	70
Tabla 31. Error máximo de saturación transformador de corriente CRV-BÑ.....	71
Tabla 32. Parámetros de línea de transmisión CRV-BÑ.....	71
Tabla 33. Corrientes de transferencia transformador principal.....	73
Tabla 34. Transformadores de corriente para el transformador principal.....	73
Tabla 35. Parámetros del transformador de potencia.....	73
Tabla 36. Parámetros eléctricos transformador principal	74
Tabla 37. Valores mínimos y máximos para fallas en barra de 6.9 kV	77
Tabla 38. Aportes de corriente de falla en barra de 6.9 kV	78
Tabla 39. Aportes de corriente de falla de secuencia cero en barra de 6.9 kV	78
Tabla 40. Error máximo de saturación transformador de corriente lado de baja y lado de alta	79
Tabla 41. Parámetros eléctricos del transformador de potencia	79
Tabla 42. Ajustes actuales sobrecorriente configurados	81
Tabla 43. Corrientes de transferencia generador.....	83
Tabla 44. Transformadores de corriente para el generador.....	83
Tabla 45. Parámetros eléctricos generador	83

Tabla 46. Valores mínimos y máximos para fallas en lado A	85
Tabla 47. Aportes de corriente de falla en lado A.....	85
Tabla 48. Aportes de corriente de falla de secuencia cero en lado A	85
Tabla 49. Valores mínimos y máximos para fallas en lado B.....	86
Tabla 50. Aportes de corriente de falla en lado B.....	86
Tabla 51. Aportes de corriente de falla de secuencia cero lado B	86
Tabla 52. Error máximo de saturación transformador de corriente del generador	87
Tabla 53. Parámetros del generador obtenidos de la simulación	87
Tabla 54. Ajustes actuales protección sobre corriente generador	90
Tabla 55. Ajustes planteados Zona 1 protección de distancia fase y tierra línea de transmisión CRV-AG.....	96
Tabla 56. Criterios de ajuste R/X para protección de distancia de la línea de transmisión CRV-AG.....	96
Tabla 57. Valores calculados para la relación R/X para la línea de transmisión CRV-AG	97
Tabla 58. Ajustes planteados Zona 1 protección de distancia fase y tierra línea CRV-BÑ	99
Tabla 59. Valores calculados para la relación R/X para la línea de transmisión CRV-BÑ	99
Tabla 60. Simulación de fallas al 80% de la línea de transmisión CRV-AG.....	101
Tabla 61. Simulación de fallas al 99% de la línea de transmisión CRV-AG.....	101
Tabla 62. Valores de corriente de falla máximos línea de transmisión CRV-AG	101
Tabla 63. Ajustes actuales vs propuestos de sobrecorriente línea de transmisión CRV-AG	102
Tabla 64. Simulación de fallas al 80% de la línea de transmisión CRV-BÑ.....	103
Tabla 65. Simulación de fallas al 99% de la línea de transmisión CRV-BÑ.....	103

Tabla 66. Valores de corriente de falla máximos línea de transmisión CRV-BÑ	104
Tabla 67. Ajustes actuales vs propuestos de sobrecorriente línea de transmisión CRV-BÑ.....	105
Tabla 68. Flujo de Carga proyectada para el año 2025 – Escenario en malla	106
Tabla 69. Valores de corrientes máximas y mínimas de falla en el transformador	107
Tabla 70. Error máximo de saturación del TC del transformador	108
Tabla 71. Ajustes propuestos protección diferencial del transformador.....	109
Tabla 72. Valores límites considerados en la norma IEC 600076-7 para diferentes tipos de transformadores	110
Tabla 73. Ajustes actuales vs propuestos protección de sobrecorriente del transformador	111
Tabla 74. Valores corriente y voltaje fase-fase para fallas bifásicas y trifásicas en estado subtransitorio y transitorio	120
Tabla 75. Valores propuestos protección sobrecorriente controlada por voltaje	120

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

La Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, la cual tiene una potencia instalada de 10 MW, dividida en dos unidades de generación de 5 MW, ha venido operando de manera ininterrumpida desde el año 2018 que inicio su operación de forma comercial. La Central como se muestra en el Anexo 1, se encuentra conectada a las subestaciones Baños y Agoyán a través de sus líneas de transmisión de 69 kV, por lo que puede trabajar en diferentes escenarios bajo las normativas y requerimientos del CENACE.

Con la puesta en marcha de la Central Río Verde Chico, implicó un cambio en las condiciones de operación de la red eléctrica en la zona de las subestaciones Baños y Agoyán, afectando también a las condiciones de operación de la red eléctrica de los cantones Baños y Pelileo, por lo que se vuelve importante realizar el estudio de coordinación de protecciones.

En el año 2019, por parte de la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA), que es la propietaria de las subestaciones Baños y Agoyán se realizó un estudio de coordinación de las protecciones de distancia y diferencial de línea, el mismo se encuentra adjunto en el Anexo2, en donde principalmente se recomienda instalar relés diferenciales de línea en los dos circuitos de alimentación a las subestaciones, y cerrar el anillo de subtransmisión de forma permanente; en este estudio no se realiza el estudio en los generadores y transformador, lo que hace más necesario realizar el actual estudio de coordinación de protecciones. El estudio de coordinación de protecciones eléctricas implica realizar el análisis, mediante la simulación de todos los elementos y dispositivos que componen el sistema eléctrico, con el fin de garantizar que el sistema trabaje de manera coordinada y se disminuya los tiempos por fallas que puedan ocasionarse.

Planteamiento del problema

Debido a las condiciones en las que la Central puede trabajar, actualmente, no puede trabajar conectada en malla, esto es conectada a las dos subestaciones al mismo tiempo, debido a que existen disparos erróneos en los relés de protección de las líneas de transmisión, por lo que es importante determinar mediante el estudio de coordinación de protecciones si existe una adecuada calibración y coordinación en todos los escenarios posibles de operación y tomando en cuenta la carga proyectada para futuros años y el crecimiento del sector eléctrico, de igual dentro del estudio de coordinación se va a realizar un análisis de saturación de los transformadores de corriente, para conocer si se encuentra trabajando dentro de los parámetros normales de operación.

El estudio correcto ayuda a tener un sistema bien diseñado y adecuadamente coordinado, lo que asegura que la Central en conjunto con las líneas de transmisión opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos en la etapa de diseño.

Finalmente se deberá evaluar y comparar con las protecciones instaladas actualmente para verificar la correcta operación ante la posible ocurrencia de una falla en el sistema, con lo cual se determinará si es necesario realizar un redimensionamiento del sistema de protecciones.

Formulación del problema

La Central Hidroeléctrica Rio Verde Chico no puede trabajar a su máxima capacidad con sus líneas de transmisión, y en base a los datos de operación históricos, se presenta el problema de operación errónea en sus relés de protecciones, por lo que surge la interrogante: ¿Cuál sería la causa por la que disparan las protecciones de las líneas de transmisión cuando trabaja conectado en malla a las subestaciones Baños y Agoyán?

Objetivo General

Analizar los parámetros instalados de las principales protecciones en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, mediante estudio de cortocircuito y flujo de potencia para evitar que existan disparos erróneos de las protecciones en las líneas de transmisión.

Objetivos Específicos

1. Clasificar la información del sistema de protecciones de la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, Subestación y Líneas de Subtransmisión, para su posterior análisis y simulación.
2. Evaluar las corrientes nominales y de cortocircuito mediante el análisis de los escenarios posibles de operación en las que puede trabajar la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico.
3. Determinar los parámetros de ajuste de los relés que permita la validación de la configuración del sistema de protecciones de la Central Río Verde Chico.

Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción actividad
1	Recopilación y levantamiento de información y datos operativos de manuales de operación y mantenimiento, así como bitácoras de operación	Datos operativos y datos de placa de generadores, transformador, líneas de transmisión y sus equipos de protección	Recopilaciones manuales de generadores, transformador, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, líneas de transmisión y relés de protección. Recopilación de datos históricos de operación, y diagramas unifilares de conexión.
2	Análisis de la respuesta del sistema de protecciones en los 3 escenarios posibles. Estudio del funcionamiento, y simulación del sistema de protección mediante herramienta informática.	Corrientes de fallas máximas y mínimas Tiempos de respuesta del sistema ante fallas	Estudio de cada escenario de operación. Levantamiento de datos operativos en cada escenario de operación Simulación de tiempos de respuesta del sistema y recopilación de resultados obtenidos en la simulación. Evaluación de corrientes de cortocircuito en los escenarios posibles de operación
3	Revisión, contrastación y ajuste de parámetros en relés de protección	Valores de corrientes de la protección 50/51 para los relés de las líneas de transmisión. Curvas de protección diferencial de transformador, de línea y generador. Valor de impedancia de calibración para la Zona 1 de protección de distancia para las líneas de transmisión.	Recopilación de parámetros configurados en relés de protección. Simulaciones en software, con la información obtenida en las actividades anteriores. Comparación de ajustes de relés actuales con los obtenidos en la simulación.

Justificación

La presente investigación se enfocará en desarrollar el estudio de protecciones en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, debido a que en la actualidad la Central no puede aprovechar toda la capacidad en las líneas de transmisión, porque existen disparos erróneos de los relés de protección.

El mejoramiento de la coordinación de protecciones en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, evitaría producir disparos erróneos, permitiendo así aprovechar toda la capacidad instalada de las líneas de transmisión considerando que va a trabajar conectada a las Sub Estaciones Totoras-Transelectric y Baños-Transelectric, esta condición de operación también beneficiará al Sistema Nacional Interconectado ya que se mejora la calidad del servicio eléctrico y adicionalmente también se mejorará los costos de operación por ser una central hídrica.

Cabe mencionar que los beneficios obtenidos con los resultados de esta investigación serán directamente para la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico e indirectamente para la empresa eléctrica Ambato S.A administradora de la subestación Baños y Agoyán, porque permitirá que se trabaje en conjunto aprovechando el máximo de la capacidad de sus líneas de transmisión.

Hipótesis

El sistema de protecciones en la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico y sus líneas de transmisión se encuentra con una configuración que no es la adecuada lo que provoca disparos erróneos y no permite una adecuada coordinación

CAPITULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA

1.1. Antecedentes de la Investigación

Desde el inicio del uso de la energía eléctrica hasta la actualidad, ha sido necesario la implementación de elementos de protección en los circuitos eléctricos con el fin de reducir los riesgos para las personas, los equipos y las instalaciones. Estos elementos de protección que principalmente son transformadores de corriente y voltaje se encuentran instalados en generadores, transformadores, interruptores y líneas de transmisión, dentro de un sistema eléctrico.

Es importante antes de realizar un estudio y análisis, tener una visión de todos los elementos que intervienen en un sistema eléctrico de potencia, donde uno de ellos es analizar el trabajo en conjunto de las puestas a tierra y protecciones eléctricas, como se muestra en el trabajo [1], donde además se profundiza la teoría de la protección diferencial que es muy utilizada para las líneas de transmisión. El autor en [2] explica teoría de protecciones eléctricas, así como el cálculo de tensiones con sus ventajas, desventajas y principales aplicaciones de los pararrayos y su función dentro de las protecciones eléctricas y en [3] se puede encontrar información de las líneas de transmisión dentro de un sistema eléctrico, así como también analiza su comportamiento con eventos transitorios. De la misma manera un elemento importante son los relés de protección y la manera de configurar e instalar dentro de la red, en [4] indica la importancia de la utilización de los filtros en los relés de protección, así como su diferencia con los filtros convencionales o análogos utilizados anteriormente. En la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico se utiliza los relés marca SIEMENS, en la publicación [5] indica todos los parámetros configurables, así como modo de operación y programación mediante el software DIGSI 5.

La Central cuenta con todos los elementos de protección instalados (Anexo 2), sin embargo es necesario realizar una simulación de flujo de potencia para verificar su comportamiento actual. Para el estudio y desarrollo de simulaciones es importante utilizar diferentes herramientas, una de ellas es el software DigSilent Power Factory, donde en la investigación [6], se desarrolla una automatización de las simulaciones de las protecciones eléctricas en líneas de transmisión.

Después de tener una simulación y modelamiento correcto de todo el sistema desde la Central hasta la subestación, el siguiente paso es realizar un análisis de los datos y validación de los mismos con el objetivo de determinar los ajustes necesarios que se deban hacer en el sistema eléctrico de potencia. En la Central, las protecciones instaladas actualmente cumplen las normas europeas, como en [7] indica las funciones de protección en conjunto de generador y transformador, según las normas ANSI y es importante realizar una comparación con las normas IEEE, y elegir el mejor criterio al momento de calibrar las protecciones.

1.2. Fundamentación Teórica

En este capítulo se presenta la fundamentación teórica más relevante para la realización de un estudio de coordinación de protecciones, donde se encuentra la configuración de un sistema eléctrico, y los elementos principales de protección que conforman el sistema, así como las herramientas principales para su simulación.

1.2.1. Corrientes de Cortocircuito

Realizar un estudio de las corrientes de cortocircuito es fundamental en cualquier estudio de coordinación de protecciones, debido a que incluso los sistemas mejor diseñados y robustos son susceptibles a cortocircuitos porque se pueden producir corrientes extremadamente altas. La magnitud de una corriente de cortocircuito se estima mediante cálculos utilizando diferentes métodos lo cual sirve para determinar las características y especificaciones del equipamiento instalado en el sistema. El análisis de las corrientes de cortocircuito se basa en determinar los puntos más altos de corriente que pueden presentarse debido a fallas en un punto específico del sistema, la cual puede ser por diferentes causas como por ejemplo: fallas en elementos aisladores, transformadores, generadores; sobre voltajes transitorios, accidentes naturales, descargas en los aisladores.

Para determinar una corriente de cortocircuito se utiliza la fórmula de la ley de ohm ($I=E/Z$) donde E es el valor del voltaje de activación de la fuente y Z es la impedancia desde la fuente hasta el cortocircuito, donde la impedancia de la fuente está también incluida [8].

1.2.1.1. Método para el cálculo de corrientes de cortocircuito

Existen varios métodos para el cálculo de corrientes de cortocircuito, los cuales dependen de la norma.

1.2.1.1.1. Cálculo de cortocircuito según norma ANSI/IEEE

Las normas establecen métodos para el cálculo de corrientes de cortocircuito, en base a cálculos de corrientes simétricas y asimétricas, los cuales sirven específicamente para la especificación de interruptores de alto y bajo voltaje.

- **Norma ANSI/IEEE C37.010 – 1979**

Esta norma se emplea para la selección de interruptores de alto voltaje, la cual emplea dos métodos para su cálculo, el método simplificado y el método corregido, siendo este último el que presenta resultados más precisos y confiables.

El método corregido plantea un escenario más preciso para la aplicación de interruptores de alto voltaje en base a valores de corrientes simétricas. La norma determina un procedimiento para la aplicación de factores de multiplicación a los cálculos de la relación E/X , donde E es el voltaje típico de pre falla y X es la reactancia equivalente vista desde el punto de la falla. [9]

1.2.1.1.2. Cálculo de cortocircuito según norma IEC 60909

Esta norma es aplicable para el cálculo de corrientes de cortocircuito de sistemas trifásicos en baja y alta tensión hasta 230 kV. Se basa en el teorema de Thevenin, donde se calcula la fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para así determinar la corriente máxima en ese punto. Se calculan dos corrientes de cortocircuito que difieren en su magnitud [10] [11]:

- La corriente de cortocircuito máxima que determina la capacidad o los valores de los equipos eléctricos; y
- La corriente de cortocircuito mínima que puede ser la base para la selección de fusibles, ajuste de protecciones.

Según esta norma el cálculo de corriente de falla en estado estable toma en cuenta la configuración de excitación de la máquina síncrona

El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito, es [10]:

- Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$V_{eq} = c * V_n / \sqrt{3}$$

Dónde se introduce el factor “c” de la tensión, teniendo en cuenta:

- Las variaciones de tensión en el espacio y tiempo
 - Cambios eventuales en las conexiones de los transformadores
 - Comportamiento sub transitorio de generadores
- Según los cálculos a efectuar y los márgenes de tensión considerados, los valores normativos se indican en la figura 1

TENSIÓN NOMINAL V _n	FACTOR DE TENSIÓN “c” PARA EL CÁLCULO DE	
	I _{cc} máx.	I _{cc} mín.
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

Fig. 1. Cálculo de cortocircuito - valores del factor de tensión “c”

- Determinación y suma de las impedancias equivalentes: directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de falla.
- Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con la ayuda de las componentes simétricas. Las fórmulas a emplear para el cálculo de la corriente de cortocircuito están indicadas en la figura 2.

Tipo de Cortocircuito	I_k'' Caso General	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Z_t cualquiera)	$= \frac{c.Vn}{\sqrt{3} Z_d }$	$= \frac{c.Vn}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto de falla con $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$</p> <p>donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie</p>		
Bifásico aislado ($Z_t = \infty$)	$= \frac{c.Vn}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{c.Vn}{2 Z_d }$
Monofásico	$= \frac{c.Vn \cdot \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$= \frac{c.Vn \sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0)	$= \frac{c.Vn \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_d \cdot Z_0 }$	$= \frac{c.Vn \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$
Datos de la tabla:		
V:	tensión eficaz compuesta de la red trifásica.	
I_k'' :	corriente de cortocircuito en módulo	
Z_d, Z_i, Z_0 :	impedancias simétricas	
Z_{cc} :	impedancia de cortocircuito	
Z_t :	impedancia de tierra	

Fig. 2. Valores de corriente de cortocircuito en función de impedancias directa, inversa y homopolar de una red

- Con el valor obtenido de I_{cc} se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o I_{cc} permanente máxima. En los cálculos el primer resultado que se obtiene es la corriente inicial de cortocircuito, y las demás corrientes que se pueden calcular mediante esta norma están basadas en ese valor de corriente inicial para su cálculo [11].

1.2.1.2. Tipos de Cortocircuitos

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito se puede calcular a partir de redes de secuencia, en donde se debe determinar el circuito equivalente Thevenin para luego por medio de la ley de ohm determinar las corrientes de cortocircuito. Las fallas de cortocircuito y el tipo de cálculo para cada una de ellas se describen a continuación.

1.2.1.2.1. Falla Trifásica

En este tipo de falla la corriente de cortocircuito circula por las tres fases y el circuito equivalente presenta una impedancia balanceada; en la zona cercana a la falla los voltajes se reducen a cero [12]. Una falla trifásica puede definirse como se muestra en la figura 3 [13].

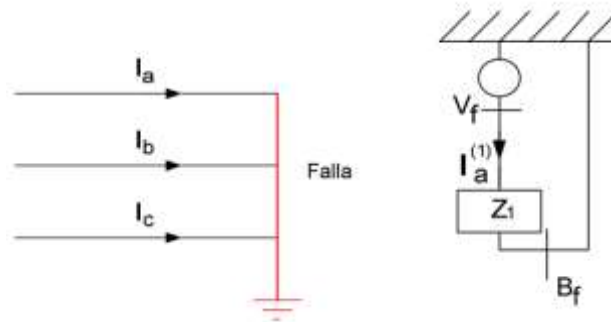


Fig. 3. Definición falla trifásica

$$V_a^{(1)} = I_a^{(1)} * Z_f \qquad I_a^{(1)} = \frac{V_f}{Z_f + Z_1}$$

$$V_a^{(2)} = 0 \qquad I_a^{(2)} = 0$$

$$V_a^{(0)} = 0 \qquad I_a^{(0)} = 0$$

Donde,

$\vec{I}_a, \vec{I}_b, \vec{I}_c$ = Fasores de corriente

V_f = Voltaje de pre falla

B_f = Barra en falla

Z_f = Impedancia de falla para falla sólida $Z_f = 0$

Z_1 = Impedancia Thevenin de secuencia positiva

$I_a^{(1)}$ = Corriente de secuencia positiva

1.2.1.2.2. *Falla Bifásica*

En este tipo de falla produce que se desequilibre el sistema debido al cortocircuito en dos de sus fases, este desequilibrio origina la aparición de corrientes en secuencia negativa. Una falla bifásica puede definirse como se muestra en la figura 4 [13].



Fig. 4. Definición falla bifásica

$$Va^{(1)} = Va^{(2)} + Ia^{(1)} * Zf = Ia^{(1)}(Z2 + Zf)$$

$$Va^{(2)} = -Ia^{(2)} * Z2 = Ia^{(1)} * Z2 \quad Ia^{(1)} = -Ia^{(2)} = \frac{Vf}{Zf + Z1 + Z2}$$

$$Va^{(0)} = 0 \quad Ia^{(0)} = 0$$

Donde,

$Z_2 =$ Impedancia Thevenin de secuencia negativa

$Ia^{(2)} =$ Corriente de secuencia negativa de fase a

1.2.1.2.3. *Falla Bifásica Tierra*

En este tipo de fallas se tiene presencia de corrientes de secuencia cero, debido a que una corriente vuelve a ingresar al sistema a través de cualquier punto de puesta a tierra repartiéndose en cada fase. Una falla bifásica a tierra puede definirse como se muestra en la figura 5 [13].

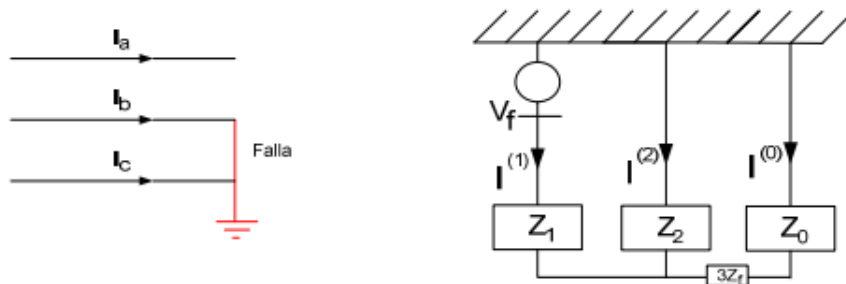


Fig. 5. Definición falla bifásica a tierra

$$Va^{(1)} = Va^{(2)} = Va^{(0)} - 3 * Ia^{(0)} * Zf$$

$$Va^{(1)} = Ia^{(1)} * \frac{Z2(Z0+3Zf)}{Z2+Z0+3Zf}$$

$$Va^{(0)} = -Ia^{(0)}Z0 = Ia^{(1)} * \frac{Z2*Z0}{Z2+Z0+3Zf}$$

$$Ia^{(1)} = -(Ia^{(2)} + Ia^{(0)}) \quad Ia^{(1)} = \frac{Vf}{Z1 + \frac{Z2(Z0+3Zf)}{Z2+Z0+3Zf}}$$

$$Ia^{(2)} = -Ia^{(1)} \frac{Z0+3Zf}{Z2+Z0+3Zf}$$

$$Ia^{(0)} = -Ia^{(1)} \frac{Z2}{Z2+Z0+3Zf}$$

Donde,

$Z_0 =$ Impedancia Thevenin de secuencia cero

1.2.1.2.4. Falla Monofásica Tierra

En este tipo de fallas la corriente de cortocircuito fluye hacia tierra y vuelve a ingresar al sistema a través de cualquier punto de puesta a tierra. El voltaje de la fase en cortocircuito se vuelve cero. Una falla monofásica a tierra puede definirse como se muestra en la figura 6 [13].

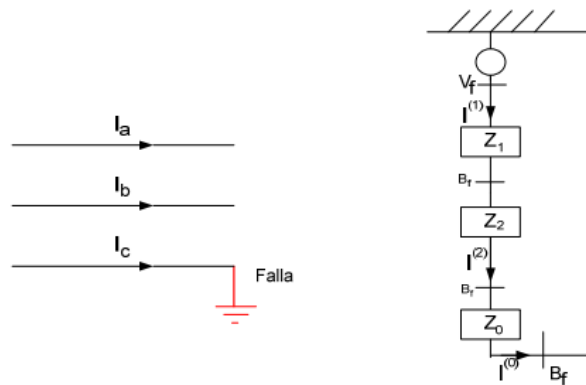


Fig. 6. Definición falla monofásica a tierra

$$Va^{(1)} = Ia^{(1)}(Z0 + Z2 + 3Zf)$$

$$Ia^{(0)} = Ia^{(1)} = Ia^{(2)}$$

$$Va^{(2)} = -Ia^{(2)}Z2 = -Ia^{(1)}Z2$$

$$Ia^{(0)} = \frac{Vf}{Z2+Z1+Z0+3Zf}$$

$$Va^{(0)} = -Ia^{(0)}Z0 = -Ia^{(1)}Z0$$

1.2.2. Elementos de un Sistema Eléctrico

1.2.2.1. Generadores

El comportamiento de un generador dentro de un sistema eléctrico es dinámico y su comportamiento varía en el tiempo durante la ocurrencia de una falla. La representación trifilar de un generador se muestra en la figura 7.

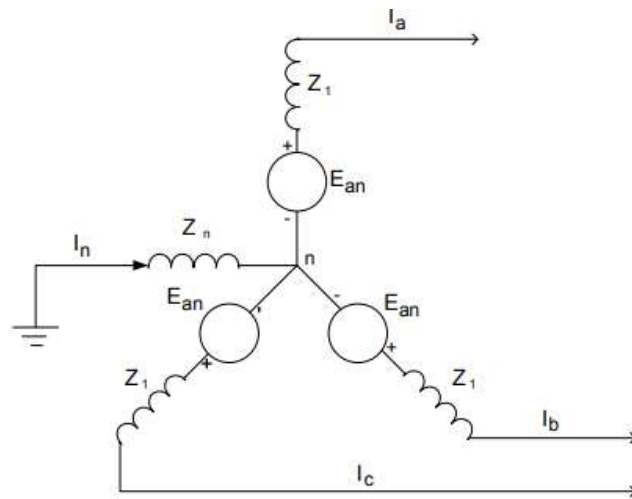


Fig. 7. Representación Trifilar de un generador

1.2.2.1.1. Comportamiento de un Generador en Estado Transitorio

Durante un cortocircuito en los terminales del generador la corriente de falla empieza con un valor alto y después de un corto tiempo decrece a un valor de estado estable [14].

En la figura 8 se muestra la componente CA de la corriente de falla, la misma que puede dividirse en 3 periodos [14]:

- **Sub transitorio:** su duración es menor a 6 ciclos, en donde el decremento de corriente es rápido. El valor RMS de la corriente se denomina corriente simétrica inicial.
- **Transitorio:** el tiempo de duración de este periodo es entre 6 a 25 ciclos, en donde la corriente disminuye de forma moderada.
- **Estado Estable:** en este periodo la corriente de cortocircuito se vuelve estable. La FEM del generador se supone constante y la reactancia de máquina es variable durante la falla, estas 3 reactancias son: X_d'' (Sub transitoria), X_d' (Transitoria) y X_d síncrona.

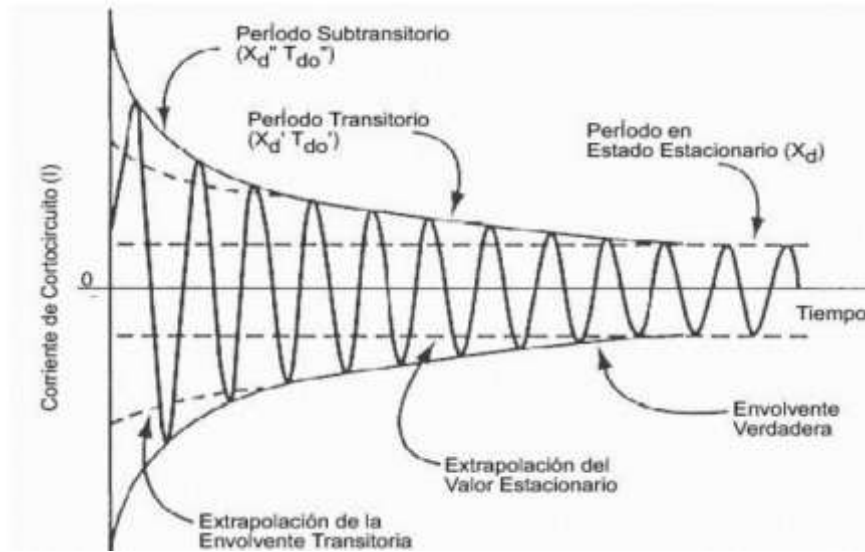


Fig.8. Componente CA de cortocircuito

1.2.2.1.2. Impedancia de secuencia del generador

La representación de un generador para el análisis de impedancias, se muestra a continuación:

- Impedancia de Secuencia Positiva (X_1): se debe considerar las reactancias X_d'' , X_d' y X_d para el análisis fallas, las mismas que sirven para el cálculo de corriente de cortocircuito en diferentes instantes de tiempo. En la figura 9 se representa la red de secuencia positiva:

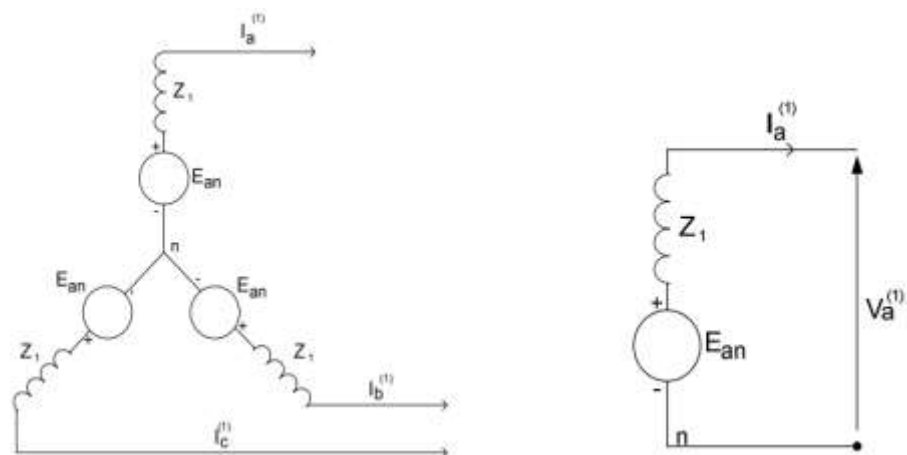


Fig. 9. Diagrama secuencia positiva generador

- Impedancia de Secuencia Negativa (X_2): En la secuencia negativa el flujo de la corriente, es de rotación opuesta a la rotación del generador y aparece

en el rotor como corriente de doble frecuencia [14]. En la figura 10 se representa la red de secuencia negativa.

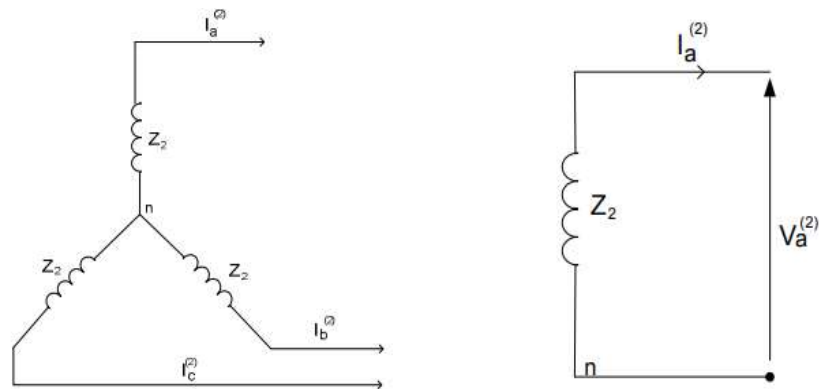


Fig. 10. Diagrama secuencia negativa generador

- Impedancia de Secuencia Cero (X0): La reactancia de secuencia cero es menor que la reactancia de secuencia positiva y negativa. La impedancia del neutro se representa como 3 veces la impedancia del neutro del diagrama trifilar. En la figura 11 se representa la red de secuencia cero.

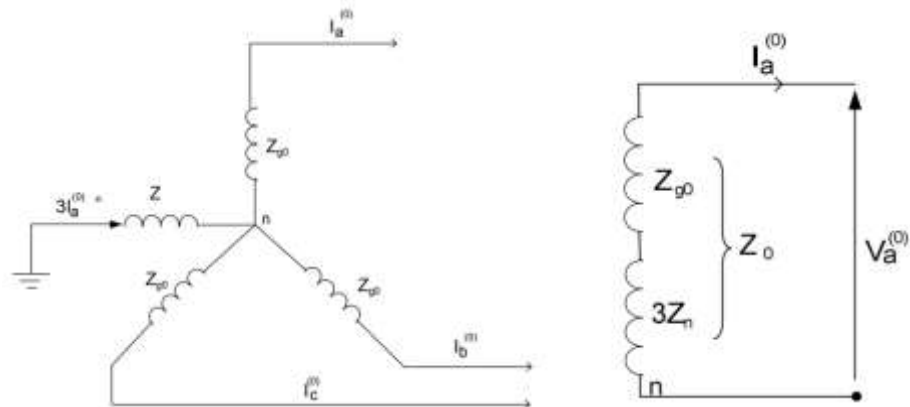


Fig. 11. Diagrama secuencia cero del generador

1.2.2.2. Transformadores

Un transformador al no ser un elemento dinámico dentro de un sistema eléctrico de potencia, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, debido a que los flujos para ambas secuencias circulan por los mismos circuitos magnéticos, corresponden al valor por unidad de la impedancia de cortocircuito. El diagrama para secuencia positiva y negativa no dependen del grupo de conexión del transformador.

Para el caso de secuencia cero del transformador la impedancia dependerá de los aspectos constructivos del núcleo utilizado. En la figura 12 se resume las diferentes conexiones para transformadores trifásicos:

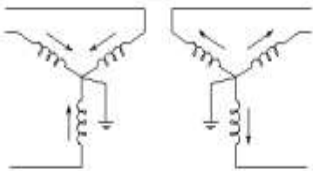
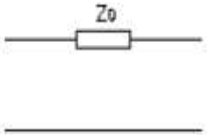
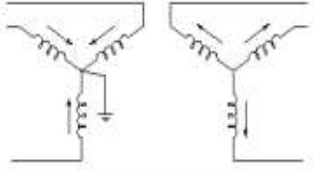
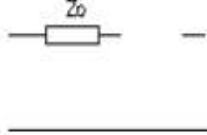
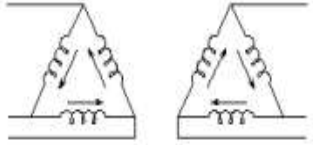
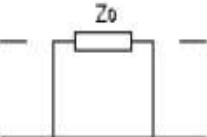
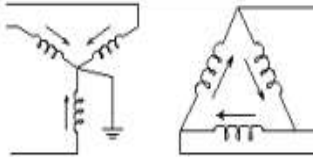
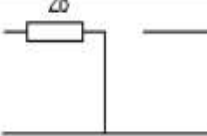
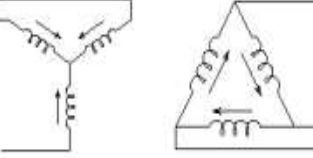

Conexión	Diagrama	Red de secuencia cero
Y-y con ambos neutro aterrizados		
Y-y con un neutro aterrizado		
D-d		
Y-d con neutro aterrizado		
Y-d con estrella no aterrizada		

Fig. 12. Diagrama de conexiones de transformadores trifásicos

1.2.2.3. Líneas de Transmisión

En las líneas de transmisión las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, y la impedancia de secuencia cero es mayor que las secuencias anteriores. Al ser las líneas de transmisión un elemento estático no va a existir fuentes de voltaje que contribuyan a una falla. En el análisis de cortocircuitos la susceptancia de la línea es omitida y se representa con las redes de secuencia en serie con la

impedancia de secuencia de la línea. En la figura 13 se muestra las redes de secuencia de una línea de transmisión.

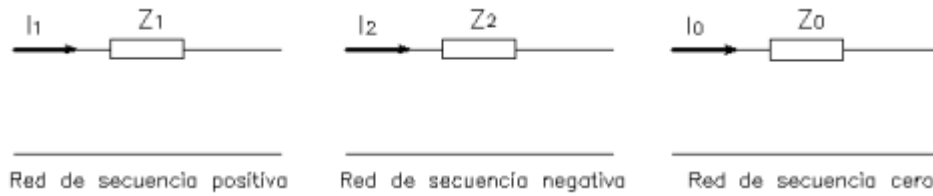


Fig. 13. Redes de secuencia de una línea de transmisión.

1.2.2.3.1. *Características Eléctricas de una Línea de Transmisión [15]*

- Resistencia Serie (R): resistividad de los elementos conductores, establecido en tablas de fabricantes considerando el trenzado de conductores, efecto piel, entre otros.
- Inductancia Serie (L): campo magnético que envuelve a los conductores, se establece en función de la geometría entre los conductores.
- Conductancia Paralelo (G): se da debido a las corrientes de dispersión entre fases y tierra, se establecen como corrientes de fuga en los aisladores y por efecto corona.
- Capacitancia Paralelo (C): se produce debido al campo eléctrico entre conductores, se establece en función de la geometría entre conductores.

1.2.3. Elementos Primarios de Medición de un Sistema Eléctrico de Potencia

1.2.3.1. *Transformador de Potencial*

La principal función de los transformadores de potencial son la de aislar el circuito de baja tensión con el circuito de alta tensión y entregar un voltaje en el devanado secundario que sea proporcional al voltaje primario. Para sistemas que tengan voltajes superiores a los 600 Vac se utiliza este tipo de transformadores para las mediciones de tensión [16].

Existen principalmente dos tipos de Transformadores de Potencial, los cuales se describen a continuación [17]:

- Inducción: en este tipo de transformador los devanados del primario y secundario están enrollados en un centro magnético. En la figura 14 se muestra el diagrama de este tipo de transformadores.

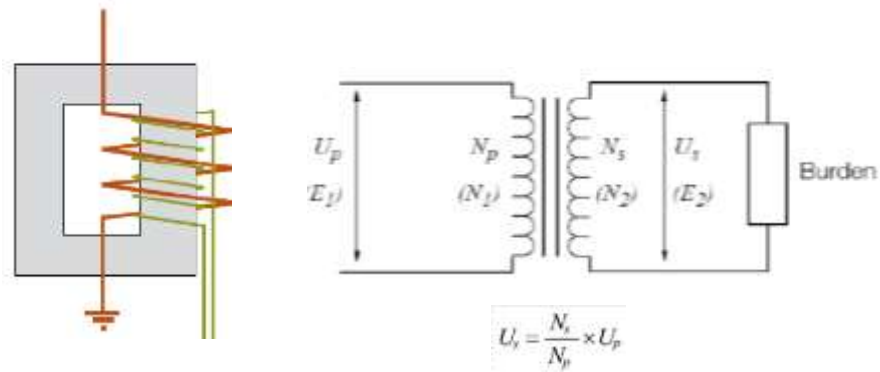


Fig. 14. Diagrama Transformador Inductivo de Potencial

En la figura 15 se muestra el circuito equivalente para este tipo de transformador de potencial.

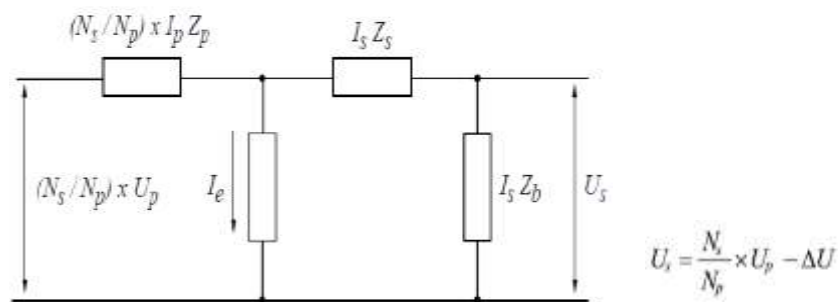


Fig. 15. Circuito Equivalente Transformador Inductivo de Potencial

- Capacitivo: en este tipo de transformadores las series de capacitores están conectados al devanado principal o secundario. El principio de operación es medir el voltaje de salida que sale por el devanado secundario. Este tipo de transformador es más costoso y se utiliza para propósitos de comunicaciones. . En la figura 16 se muestra el diagrama de este tipo de transformadores.

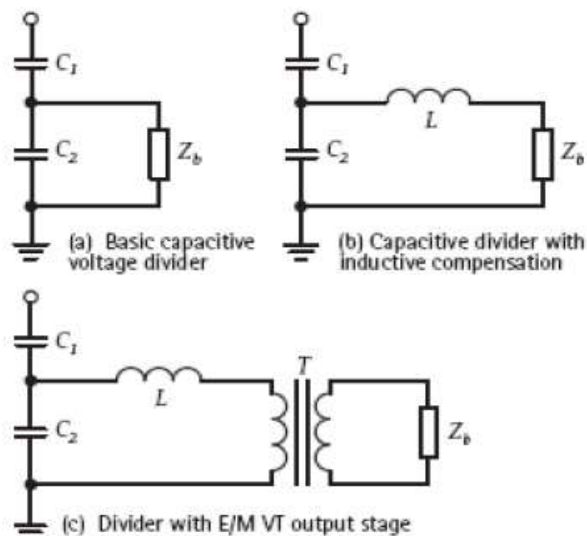


Fig. 16. Diagrama Transformador Capacitivo de Potencial

En la figura 17 se muestra el circuito equivalente para este tipo de transformador de potencial.

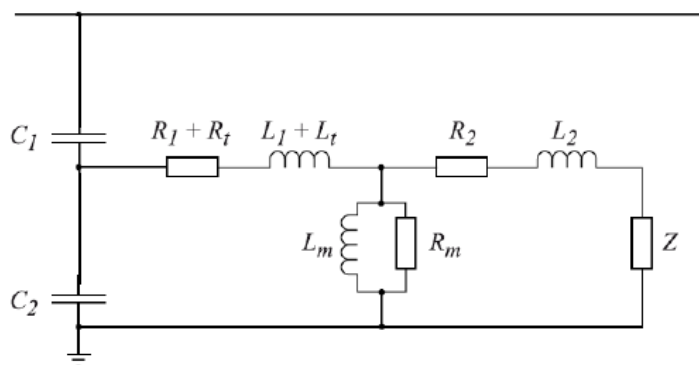


Fig. 17. Circuito Equivalente Transformador Capacitivo de Potencial

1.2.3.2. Transformador de Corriente

Este tipo de transformadores se utiliza para la medición de corriente mediante la producción de una corriente en el secundario proporcional a la corriente que está circulando en el devanado primario. Este tipo de transformadores reducen las corrientes de voltajes altos a los que se encuentran conectados a corrientes de valores bajos, lo que resulta una manera fácil para monitorear de forma segura el flujo de corriente que circula por su devanado primario.

Existen diferentes tipos de Transformadores de Corriente, los usados para la medición y los usados para protección. Los de medida deben trabajar lo más exacto posible en sus condiciones normales de operación, mientras que los transformadores de protección deben de operar de una manera más precisa entre márgenes más amplios de carga, desde valores mínimos hasta valores varias veces que la corriente nominal [18].

En la figura 18, se muestra el circuito equivalente de un Transformador de Corriente, en donde el primario se conecta en serie con el circuito que se desea medir o proteger, y el secundario se conecta al instrumento de medida o protección.

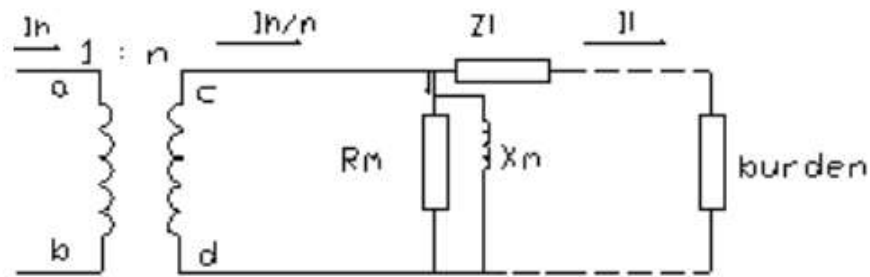


Fig. 18. Circuito Equivalente de un Transformador de Corriente

1.2.3.2.1. Consideraciones Principales de un Transformador de Corriente [19]

- Los errores que pueden existir de relación y ángulo de fase se pueden calcular de una manera sencilla si se conoce las características de magnetización y la impedancia de carga.
- El circuito secundario de los Transformadores de Corriente no deben ser abiertos si el primario está energizado, debido a que los voltajes en el secundario serán limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización.
- Cuando existe un margen amplio de variación de la carga en el secundario, la corriente secundaria no sufre cambios apreciables.

1.2.3.2.2. Saturación de un Transformador de Corriente

La saturación de un Transformador de Corriente, es un análisis previo que se debe realizar antes de realizar la compra e instalación del instrumento de medida o protección. Cuando ocurre una falla, la corriente de cortocircuito se eleva a su nivel

máximo y después baja hasta llegar a cero. En el punto en que las corrientes del primario y secundario se incrementan alcanzan un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización se eleva hasta producir errores excesivos en las mediciones, pudiendo provocar mal funcionamiento del sistema de protecciones. Es importante para evitar saturación en los Transformadores de Corriente sobredimensionar el núcleo.

1.2.3.2.3. Selección de un Transformador de Corriente

Una de las principales características para la selección de un Transformador de Corriente es que los errores estén dentro de los límites aceptables y que el núcleo no entre en saturación.

Existen métodos para la selección del Transformador de Corriente como son la aplicación de fórmulas desde el circuito equivalente de la figura 24, en el cual se utiliza la ecuación fundamental del transformador.

En la figura 19, se indica el circuito equivalente del TC, en dónde si la impedancia del circuito X_m es alta, se puede despreciar, quedando: $E_s = V_s$

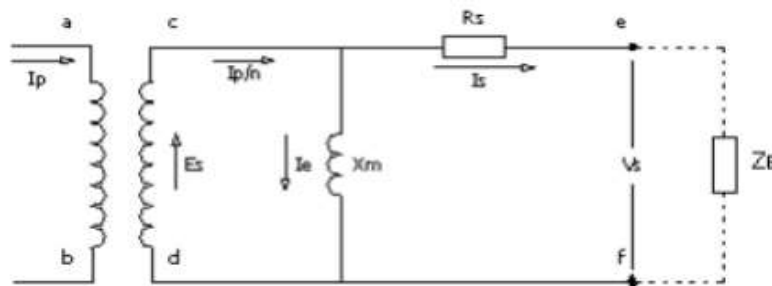


Fig. 19. Circuito equivalente Transformador Corriente

Del análisis anterior queda, $V_s = I_s * (Z_s + Z_c + Z_B)$

- Dónde,
- Vs: Voltaje rms inducido en el secundario
 - Is: Corriente secundaria máxima
 - ZB: Impedancia externa conectada
 - Zs: Impedancia devanado secundario
 - Zc: Impedancia del bobinado de conexión

Otro método utilizado es la de usar la curva de magnetización del transformador, las cuales son suministradas por el fabricante e indican la magnitud de la corriente de excitación requerida a fin de obtener un voltaje secundario específico [20]. Este

método consiste en realizar una curva que muestre la relación entre corriente primaria y secundaria como se muestra en la figura 20. Lo importante es encontrar un tap conveniente, el valor de I_p puede ser obtenido con el que más se ajusta a la corriente de falla.

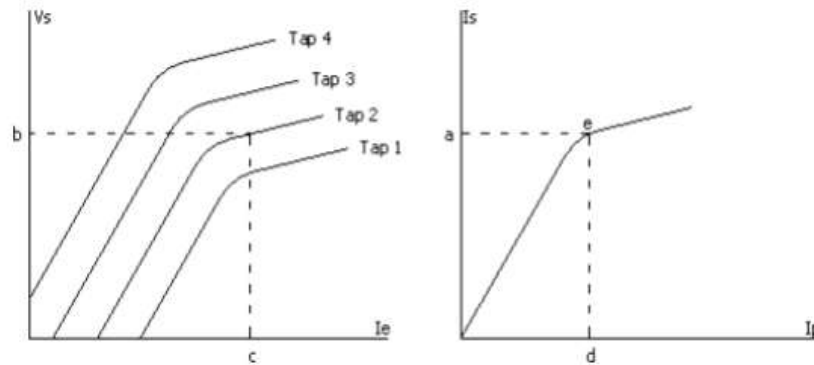


Fig. 20. Transformador de corriente - método curva de magnetización.

1.2.3.2.4. Efecto de la Saturación

Existen varios factores que pueden afectar a la saturación de un Transformador de Corriente, dado que puede llegar a funcionar hasta 3 ciclos después de que ocurra la saturación. Según la norma IEEE Std C37.110-1996 las siguientes variables determinan cuando un Transformador de Corriente está saturado.

- Grado de compensación de corriente de falla: la corriente de cortocircuito contribuye al aumento de densidad de flujo del núcleo del transformador.
- Magnitud de la corriente de falla: la alta corriente de falla produce que el Transformador entre directamente en la zona de saturación.
- Flujo remanente en el núcleo: el flujo remanente en el núcleo después de una falla, disminuye el tiempo de saturación; si este flujo es alto, el transformador entrará a la zona de saturación de manera casi inmediata,
- Impedancia del circuito secundario: cuando la impedancia en el secundario es alta, el Transformador se saturará más rápido; cuando el voltaje en el núcleo es alto, el voltaje aumenta y el tiempo de saturación disminuye.
- Relación de vueltas: al aumentar la relación de vueltas, la corriente en el secundario se reduce, y la impedancia de carga aumenta, por lo que el no

elegir un Transformador de Corriente con la relación de vueltas específica para una aplicación, se puede elegir un Transformador que pueda saturarse fácilmente.

1.2.3.2.5. Metodología para identificar saturación

La metodología para identificar la saturación en un transformador de corriente se fundamenta en un software de cálculo realizado por la “IEEE Power Systems Relaying Committee” para lo cual se debe ingresar parámetros de entradas, y muestra una salida en forma de onda de la corriente secundaria del TC. En la figura 21 se muestran los parámetros de entrada requeridos y la salida de onda de corriente secundaria.

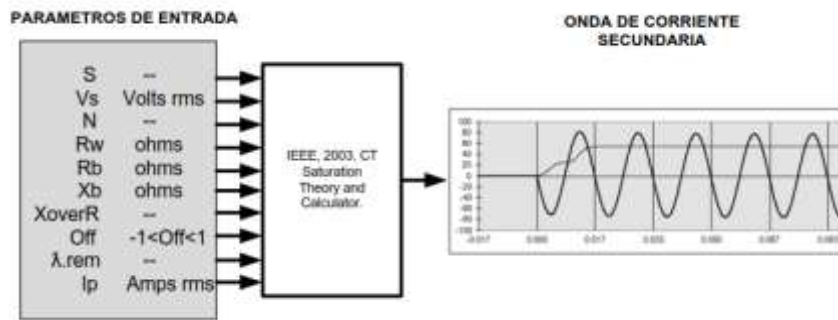


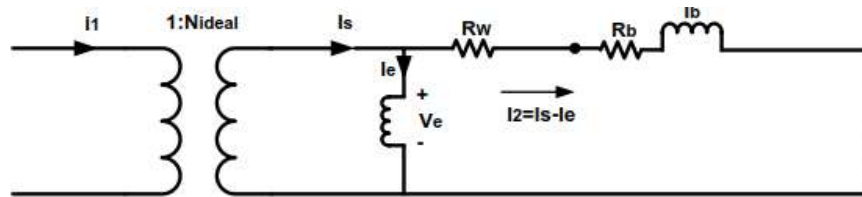
Fig. 21. Diagrama de parámetros de entrada y salida – Saturación TCs

Los parámetros de entrada requeridos por el software son asociados al transformador de corriente que se va a analizar, a la curva de saturación del TC, remanencia presente en el núcleo, tipo de sistema de potencia, los cuales deben ser ingresados para que el software pueda realizar el cálculo de la onda de salida del TC, en la figura 22 se muestra la forma de introducir los parámetros necesarios.

INPUT PARAMETERS:	ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	22
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	400 volts rms
Turns ratio = n2/1=	N =	240
Winding resistance =	Rw =	0.000 ohms
Burden resistance =	Rb =	4.000 ohms
Burden reactance =	Xb =	2.000 ohms
System X/R ratio =	XoverR =	12.0
Per unit offset in primary current =	Off =	1.00 -1 < Off < 1
Per unit remanence (based on Vs) =	λ.rem =	0.00
Symmetrical primary fault current =	Ip =	12,000 amps rms

Fig. 22. Parámetros de entrada del software de cálculo - Saturación TCs

Los parámetros que se deben ingresar en el software están asociados al modelo del transformador de corriente de la figura 23, y estos se describen a continuación:



Fuente: IEEE PSRC committee, 2003b. CT SAT Theory (PSRC).

Donde:

- i_1 Corriente primaria instantánea (A)
- i_2 Corriente secundaria instantánea (A)
- i_s Corriente secundaria ideal instantánea (A)
- i_e Corriente de excitación instantánea (A)
- v_e Voltaje de excitación instantáneo (V)
- R_w Resistencia del devanado secundario (Ω)
- R_b Resistencia de carga (Ω)
- L_b Inductancia de carga (Henrios)
- $1:N$ Relación de transformación

Fig. 23. Modelo del transformador de corriente

- Relación de transformación **$N = n_2/n_1$**
Es la relación de transformación propia del transformador de corriente.
- Resistencia de devanado secundario **R_w**
Es la resistencia del devanado secundario medida en ohmios, éste valor es proporcionado por el fabricante en las pruebas de fábrica que se realiza el TC
- Resistencia y reactancia de carga **R_b y X_b**
La carga del circuito que está conectado al secundario del TC, se puede calcular matemáticamente sumando la carga interna y externa que se encuentra conectado al TC. La carga interna es la resistencia del devanado mientras que la carga externa es la resistencia de los cables de conexión y la impedancia de los relés de protección, por lo que la resistencia de carga queda dada por la siguiente fórmula:
$$R_b = R_{Conductor} + R_{Rele\ proteccion}$$
- Inverso de la pendiente de la curva de excitación (S)
El valor de la pendiente S, es un parámetro asociado a la curva de saturación del TC. El valor S se encuentra típicamente entre $15 < S < 25$ [21].

Para calcular este valor de una manera exacta se debe obtener la pendiente de la parte superior de la curva del TC, para lo cual se pueden utilizar dos puntos sobre la recta y utilizar la ecuación de la pendiente de una recta $=(y_2 - y_1)/(x_2 - x_1)$

- Remanencia en por unidad (p.u) basado en V_s (λ_{rem})

Este parámetro está definido como la relación entre el voltaje de saturación V_s y el voltaje de codo V_k en la curva de excitación del TC. En la figura 24 se muestra como se obtiene este parámetro.

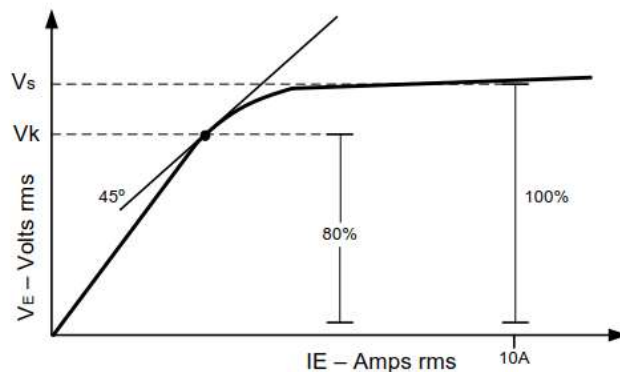


Fig. 24. Remanencia del TC calculada a partir de la curva de excitación

- Relación (X/R) ($XoverR$)

Es la relación entre la reactancia y la resistencia del circuito en el punto donde está instalado el transformador de corriente.

- Corriente de falla primaria simétrica (I_p)

Es la magnitud de corriente de cortocircuito simétrica presente en el punto del sistema de potencia donde se encuentra conectado el transformador de corriente, este parámetro permitirá comprobar si se presenta saturación en el TC. Este valor de corriente, representa la componente de AC de la corriente de cortocircuito y está dado por la siguiente fórmula:

$$I_p = I \cdot \sin(\omega t + \varphi - \theta)$$

- Offset en por unidad (p.u) presente en la corriente primaria (off)

Es el desplazamiento entre la onda de corriente secundaria entregada por el TC y el nivel DC presente en la onda de corriente de cortocircuito.

1.2.4.2.6.1. Forma de onda de salida obtenida por el software

El resultado final del software es la obtención de la forma de onda real y la ideal de la corriente secundaria que sería entregada por el transformador de corriente [22], en la figura 25 se indica las formas de onda real e ideal entregada por el TC.

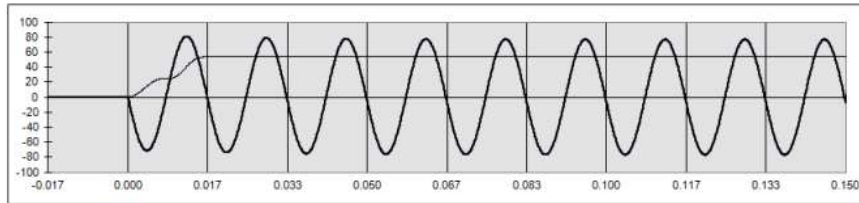


Fig. 25. Onda secundaria no distorsionada real e ideal entregada por el TC

En la figura 25 la curva ideal y la curva real están graficadas en las mismas coordenadas y no existe diferencia entre ellas, por lo que no existe saturación del TC, sin embargo en casos donde el TC pueda presentar casos de saturación la onda real de la ideal varía y se puede visualizar la distorsión que existe en los primeros ciclos como se puede visualizar en la figura 26.

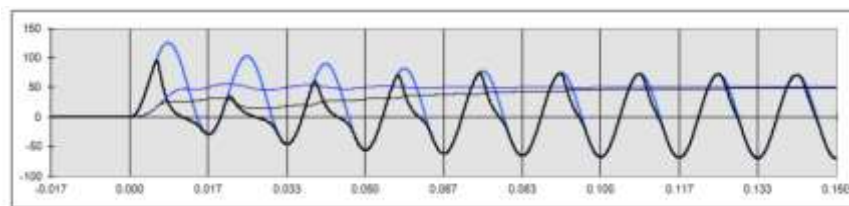


Fig. 26. Onda secundaria real (negra) e ideal (azul) entregada por el TC.

1.2.4. Principales Protecciones en un Sistema Eléctrico

1.2.4.1. *Protección de Distancia ANSI 21*

Esta protección es usada para proteger las líneas de transmisión, es conocida como una protección direccional. Su principio de funcionamiento se basa en determinar la razón entre el voltaje y la corriente de la línea vista desde el punto de conexión donde se encuentra el relé de protección.

Cuando existe una falla en la línea de transmisión, la medición de la impedancia es menor que la impedancia de carga, lo que hará que la protección actúe. La selectividad de esta protección depende de la distancia a la que ocurren las fallas, y el relé puede decidir cuándo disparar y cuando no. Esta protección es independiente

de la magnitud y las variaciones de las corrientes de cortocircuito con la impedancia de la fuente, que siempre varía con los cambios del sistema. Con esta protección se logra tener ajustes selectivos sin que sufra retardos la protección [23].

En los relés de distancia se configuran varias zonas direccionales de operación, las cuales van a depender de la ubicación del relé y su medida de impedancia. A cada zona de disparo se debe configurar un tiempo de disparo, utilizando el criterio de selectividad para el sistema de protección. La figura 27, muestra una conexión típica de un relé de distancia.

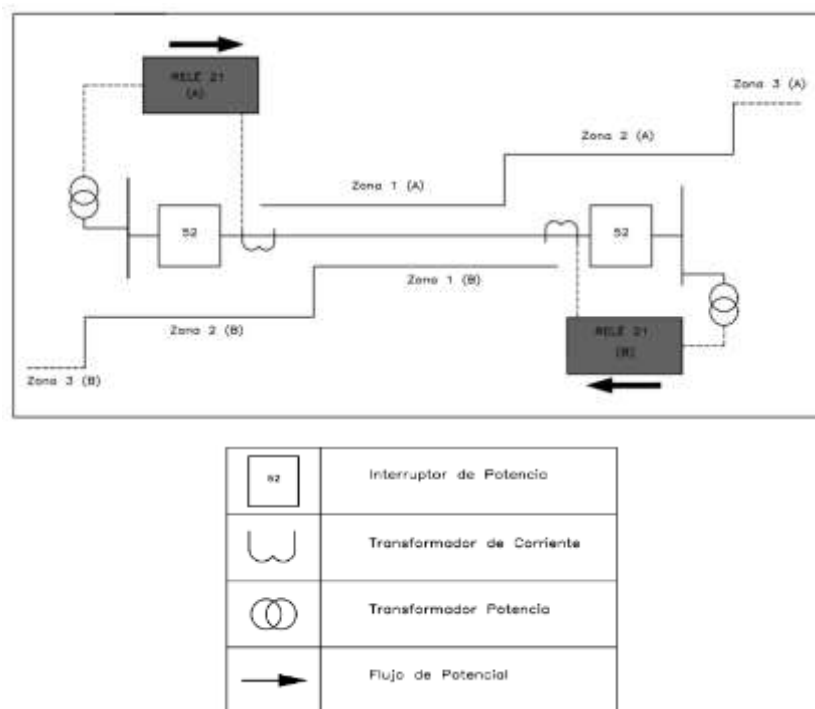


Fig. 27. Protección de distancia ANSI 21 [23]

Para configurar las zonas de protección, se deben considerar los siguientes requisitos para cada zona [24]:

- Zona 1: esta zona debe ser la más rápida y cubre desde el 65% al 80% de la línea de transmisión, el tiempo de actuación es instantáneo con tiempos de actuación entre 20 y 50 [ms], lo que permite aislar la línea que contiene una falla.
- Zona 2: esta zona es considerada como respaldo de la zona 1, se debe configurar con un alcance de 100 % de la línea contigua más un 20 % de la

línea siguiente, esta zona, al ser de respaldo tiene un tiempo de activación configurable comúnmente entre los 0.2 y 0.5 [s], pudiendo aumentarse el tiempo si es necesario para la coordinación.

- Zona 3: La función de esta zona es dar respaldo a la mayoría de fallas que pudiesen existir en el sistema, el alcance debe ser el 100% de las líneas adyacentes y el tiempo de activación puede ir entre 1 y 3 [s]

En la figura 28 se puede observar las zonas de operación y sus alcances.

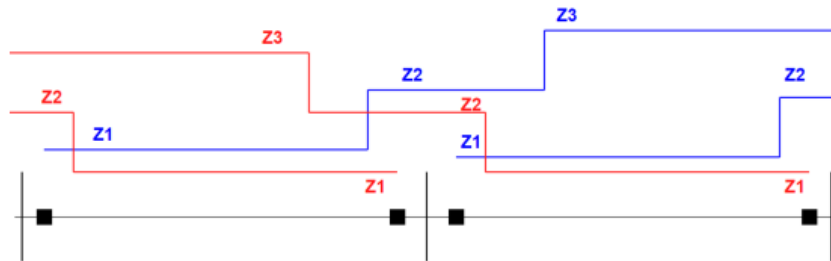


Fig. 28. Zonas de operación para protección de distancia

1.2.4.1.1. Característica MHO de la Protección de Distancia

Este tipo de característica opera solo ante fallas que se presentan en la dirección de disparo del relé. Para cada zona de distancia se define una curva característica MHO, que representa la característica de disparo para esa zona.

La curva de la característica MHO para los relés de protección instalados en a Central Rio Verde Chico se muestran en la figura 29.

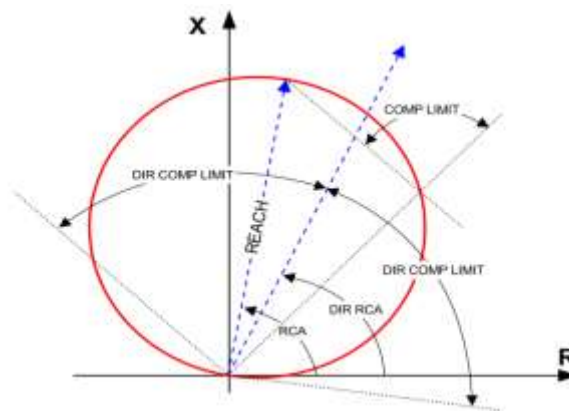


Fig. 29. Característica de distancia de fase direccional MHO

Esta curva se define mediante la distancia que es el diámetro, en donde el alcance se define mediante el origen de las coordenadas y la longitud del diámetro.

1.2.4.1.2. Característica Poligonal de la Protección de Distancia

Este tipo de característica se define como un paralelogramo, a través de líneas rectas que cortan al eje X y R., con un ángulo de inclinación. El ajuste de este tipo de característica en los relés se define mediante la reactancia máxima y la relación entre R/X.

Para la Zona 1, generalmente existe una sección ajustable, que se usa para prevenir el sobre-alcance resultante de la variación de ángulo y/o cortocircuitos alimentados bilateralmente en una resistencia de falla [23].

La curva de la característica Poligonal para los relés de protección instalados en a Central Rio Verde Chico se muestran en la figura 30.

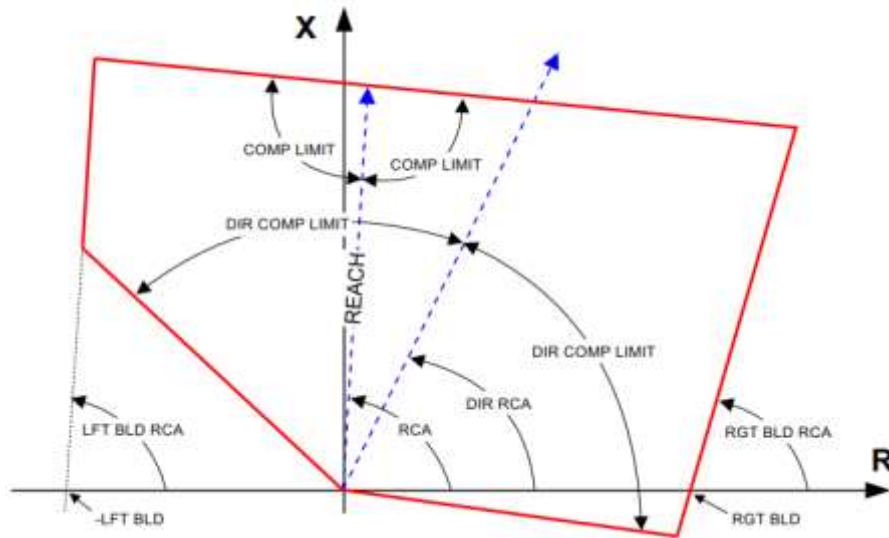


Fig. 30. Característica de distancia de fase del cuadrilátero direccional

1.2.4.1.2. Problemas en la coordinación de la zona 2 de protecciones de distancia

Los principales problemas en la coordinación de protecciones de la zona 2 son la selectividad de la protección, en el ejemplo de la figura 31, se muestra una falla en al 20% de la línea de transmisión L2 en dónde se activaría la protección de la zona

1 para esta línea, abriendo el relé P3 y P4 de manera instantánea para aislar la falla; sin embargo en caso de que no actúe la protección de zona 1, se activaría la protección de respaldo zona 2 abriendo los relés P4 y P1 lo que provocaría que se deje sin alimentación a la carga en la barra S1.

El funcionamiento ideal de la protección debe ser que no se deje sin energía a la carga S1, para lo que se debe abrir el relé P4 y luego P3, por lo que para lograr este escenario es aumentar el tiempo para la actuación de la zona 2 de la protección del relé P1, sin embargo al existir fallas en el sentido contrario se va a tener el mismo problema y se puede tener la carga S1 sin energía. Una solución válida es disminuir el alcance de la zona 2 hasta cubrir como máximo el 100% de la línea adyacente, lo que provoca también la pérdida de sensibilidad ante fallas ocurridas en el sector más alejado de la línea [24].

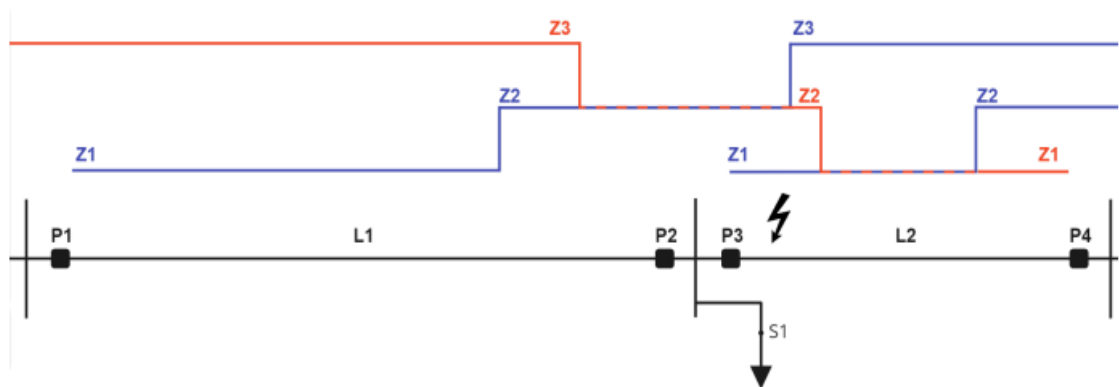


Fig. 31. Zonas de operación para fallas entre 0% y 20% de una línea de transmisión adyacente

1.2.4.2. Protección Sobrecorriente ANSI 50/51

La protección de sobrecorriente de tiempo definido, se obtiene usando un relé instantáneo en conjunto con un relé temporizador (t_1) para que pueda producir un retardo necesario. En este tipo de relés el tiempo por lo general se define por 10 veces la corriente de operación. El relé opera sólo si la sobrecorriente se mantiene durante el tiempo necesario, caso contrario el relé no actúa.

El principio de operación se basa en la medición de la corriente de falla, los relés utilizan dos principios fundamentales como son la atracción o la inducción

electromagnética. De acuerdo a las normas ANSI la función 50 establece el disparo instantáneo, mientras que la función 51 establece un disparo temporizado. Este tipo de protecciones tiene como aplicación principal la protección en líneas de transmisión de media o alta tensión, y en protecciones secundarias para generadores y transformadores.

1.2.4.2.1. Tipos de relés de sobrecorriente

De acuerdo a las características de operación, los relés pueden ser configurados como de corriente definida, tiempo definido y de tiempo inverso. En la figura 32 se muestra las curvas de operación para cada una de las clasificaciones.

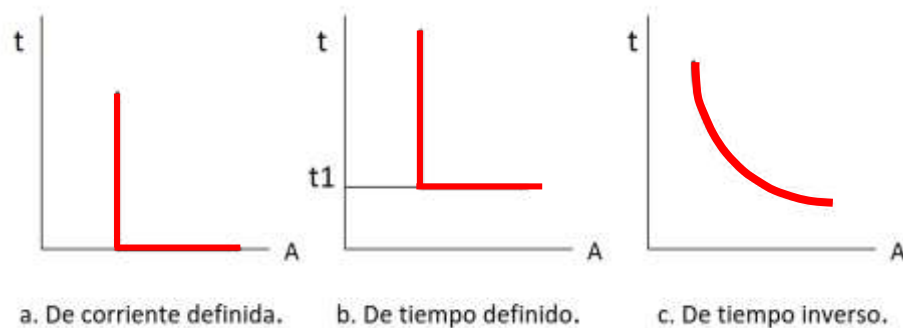


Fig. 32. Curvas características de operación de sobrecorriente

- **De corriente definida:** en esta característica, no se tolera la corriente de falla, por lo que la actuación es instantánea, siendo la más rápida. Su principal utilización es en las líneas de transmisión. El relé funciona sin retardos de tiempos, y la configuración depende de la ubicación en el sistema. Los relés que están más alejados de la fuente se configuran con valores de corriente bajos, especialmente cuando la impedancia de la fuente es mayor.

El principal problema de este tipo de protección es la selectividad, ya que a valores altos de corriente puede operar con problemas. Por los que para evitar pérdidas de selectividad, se utiliza esta característica cuando la impedancia de la fuente es alta, así se reduce el tiempo de operación par fallas severas [25].

- **De tiempo definido:** en esta característica se ajusta un tiempo, en el cual para la actuación del relé se debe cumplir 2 condiciones, que la corriente de falla supere el límite ajustado y que ésta permanezca durante el tiempo ajustado.

El ajuste en esta protección, se realiza de tal manera que el relé que esté ubicado más cercano al interruptor, opere de manera instantánea, mientras que los relés que estén más alejados operen sucesivamente en dirección a la fuente.

Uno de los problemas de este tipo de protecciones es la coordinación con los demás relés conectados al sistema, más aún cuando existen variaciones en la carga. También existen inconvenientes cuando la falla de cortocircuito está cerca de la fuente.

Este tipo de protección se utiliza como protección de respaldo en los relés de distancia en las líneas de transmisión con retardos de tiempo, para la protección diferencial en transformadores de potencia y como protección principal para alimentadores y acopladores con retardo de tiempo ajustable [25].

- De tiempo inverso: la principal característica de este tipo de protección, es que opera en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, por lo que a corrientes altas actuará el relé de una manera más rápida que para corrientes bajas.

Al igual que los relés de tiempo definido, en este tipo de protección, se debe coordinar los relés para que el más cercano a la falla actúe antes que las demás protecciones.

Una de las ventajas en este tipo de relés, es que para corrientes de falla altas, los tiempos de disparo son muy cortos, sin existir riesgo para la selectividad del sistema de protecciones

1.2.4.2.2. Criterios de calibración

Al momento de calibrar la protección de sobrecorriente ANSI 50/51 se debe tomar en cuenta algunos criterios [26]:

- Obtener el dato de nivel máximo de carga del sistema, el cual debe ser dado mediante un estudio de carga.
- Realizar un estudio de cortocircuito, del cual se obtendrá el nivel mínimo y máximo de falla.
- Curva de daño del equipo a proteger, para conocer la sensibilidad de la protección a calibrar.

- Para dar mayor respaldo a la protección de fases, se debe utilizar la curva del neutro.

1.2.4.3. Protección Baja frecuencia y Sobre frecuencia ANSI 81

La frecuencia en un sistema eléctrico, debe mantenerse en el umbral operativo aceptado, con el objetivo de mantener las cargas inductivas, así como equipamientos electrónicos en condiciones correctas de funcionamiento, garantizando así un rendimiento correcto.

Dentro la protección de frecuencia, se tiene n dos protecciones independientes: sobre frecuencia (ANSI 81O), y baja frecuencia (ANSI 81U)

La protección de baja y sobre frecuencia es adecuada para protección del generador, la supervisión continua de la frecuencia permite iniciar acciones apropiadas para salvaguardar el funcionamiento de la instalación durante situaciones anómalas o críticas (por ejemplo, deslastre de cargas, cambio de fuente y arranque del generador de emergencia).

1.2.4.3.1. Principio de funcionamiento de la protección de sobre frecuencia ANSI 81O

El principio de funcionamiento, se basa en que cuando la frecuencia del sistema alcanza un umbral de frecuencia máxima (F_{max}), el relé detecta e inicia un retardo de tiempo ($t_{F_{max}}$) antes de activar la protección. En la figura 33 se muestra la curva de funcionamiento de esta protección.

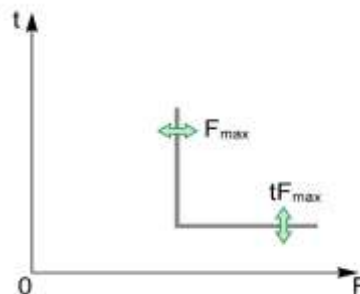


Fig. 33. Curvas características de operación de sobre frecuencia

La protección de sobre frecuencia tiene las siguientes características:

- Se inhibe cuando el voltaje es menor de 20 VAC
- Funciona con un retardo definido

El disparo del relé de esta protección, se realiza cuando cumpla las siguientes condiciones:

- La frecuencia es mayor que F_{max} .
- Haya transcurrido el retardo de tiempo t_{Fmax} .

Características de la protección de sobre frecuencia de los relés instalados en la Central Rio Verde Chico

- Temporización definida
- Tiempo de reinicio instantáneo
- Histéresis: fija 0,9998
- Tiempo mínimo de corte: 50 ms
- Tiempo máximo de corte (con retardo de tiempo establecido en 0 s):
 - 140 ms para rampas de frecuencia de 0,5 Hz/s a 5 Hz/s de acuerdo con IEC 60255-181
 - 140 ms en caso de cambio repentino de frecuencia de acuerdo con IEC 60255-181 para ajustes entre 48 y 52 para aplicaciones de 50 Hz y entre 58 y 62 para aplicaciones de 60 Hz
 - 200 ms en caso de cambio repentino de frecuencia de acuerdo con IEC 60255-181 para ajustes entre 45 y 55 para aplicaciones de 50 Hz y entre 55 y 65 para aplicaciones de 60 Hz

1.2.4.3.2. Principio de funcionamiento de la protección de baja frecuencia ANSI 81U

El principio de funcionamiento, se basa en que cuando la frecuencia del sistema alcanza un umbral de frecuencia mínima (F_{min}), el relé detecta e inicia un retardo de tiempo (t_{Fmin}) antes de activar la protección. En la figura 34 se muestra la curva de funcionamiento de esta protección.

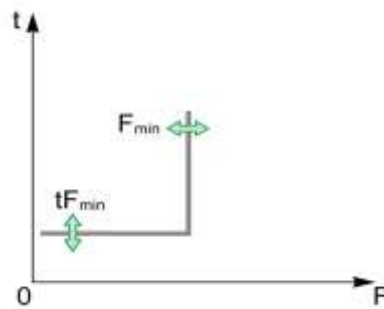


Fig. 34. Curvas características de operación de baja frecuencia

La protección de baja frecuencia tiene las siguientes características:

- Se inhibe cuando el voltaje es menor de 20 VAC
- Funciona con un retardo definido

El disparo del relé de esta protección, se realiza cuando cumpla las siguientes condiciones:

- La frecuencia es mayor que F_{min} .
- Haya transcurrido el retardo de tiempo $t_{F_{min}}$.

Características de la protección de baja frecuencia de los relés instalados en la Central Rio Verde Chico

- Temporización definida
- Tiempo de reinicio instantáneo
- Histéresis: fija 1,0002
- Tiempo mínimo de corte: 50 ms
- Tiempo máximo de corte (con retardo de tiempo establecido en 0 s):
 - 140 ms para rampas de frecuencia de 0,5 Hz/s a 5 Hz/s de acuerdo con IEC 60255-181
 - 140 ms en caso de cambio repentino de frecuencia de acuerdo con IEC 60255-181 para ajustes entre 48 y 52 para aplicaciones de 50 Hz y entre 58 y 62 para aplicaciones de 60 Hz
 - 200 ms en caso de cambio repentino de frecuencia de acuerdo con IEC 60255-181 para ajustes entre 45 y 55 para aplicaciones de 50 Hz y entre 55 y 65 para aplicaciones de 60 Hz

1.2.4.4. Protección Diferencial ANSI 87

El principio de funcionamiento de esta protección, se basa en el principio de la ley de Kirchoff, en donde la corriente que entra a un nodo u objeto, es exactamente la misma que sale de él. Esta protección tiene la característica de ser rápida y selectiva contra cortocircuitos en el generador.

Existe un riesgo de una mala actuación de esta protección, cuando existan fallas externas, debido a que puede haber saturación de los transformadores de corrientes por las altas corrientes que fluyen a través de ellos cuando se presentan fallas.

En la figura 35, se muestra el diagrama de conexión para esta protección. Como se puede visualizar en la imagen, este tipo de protección actúa independientemente y no necesita estar coordinada con ninguna otra protección, lo que hace que sea selectiva y muy rápida.

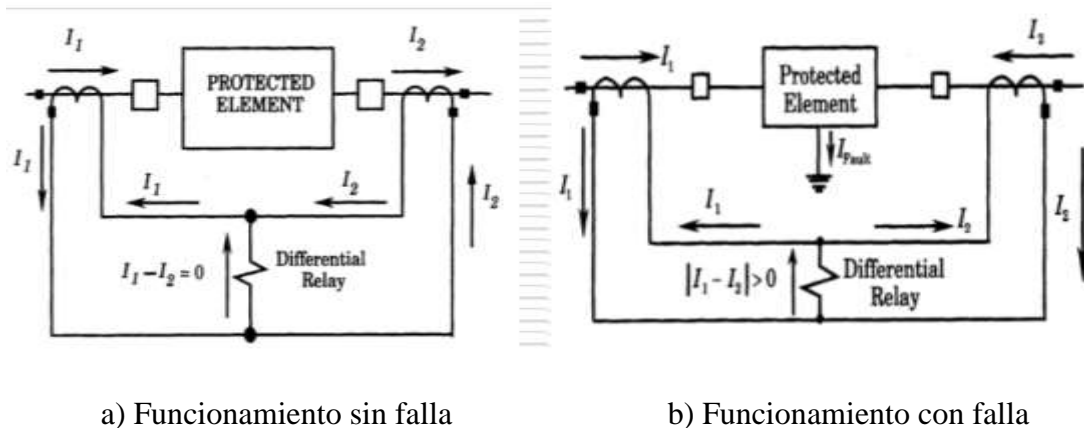


Fig. 35. Conexión de la protección diferencial ANSI 87

Para corregir los inconvenientes de saturación de los transformadores de corriente ante la ocurrencia de fallas externas, existen dos soluciones: esquema de protección de alta impedancia y la característica de operación – restricción.

- Característica de operación (diferencial) – restricción (estabilización):

En esta característica, el relé de protección compara la corriente diferencial o de operación (I_d) con respecto a la corriente de restricción o de estabilización (I_{res}), de tal manera que cuando I_d es igual o mayor a un porcentaje dado de la corriente de restricción la protección operará.

- Esquema de protección de alta impedancia:

Si se agrega una impedancia de alto valor al circuito diferencial, se puede re direccionar la corriente diferencial que se produce cuando se satura el transformador de corriente hacia el mismo elemento saturado.

1.2.4.4.1. *Protección Diferencial de Línea*

En líneas de transmisión trifásicas, la zona de protección consta de conductores limitados por un conjunto de transformadores de corriente en cada extremo de la línea, como se muestra en la figura 36 [27].

En este tipo de protección se requiere un enlace de comunicación entre los relés de protección, para el envío entre sí de los valores de corriente tanto en magnitud como en ángulo, los cuales son medidos localmente por los transformadores de corrientes de esta manera el relé puede hacer la comparación diferencial y disparar a su interruptor asociado de manera independiente [27]. En casos de que fallas en el sistema de comunicación, las líneas de transmisión quedarán sin protección.

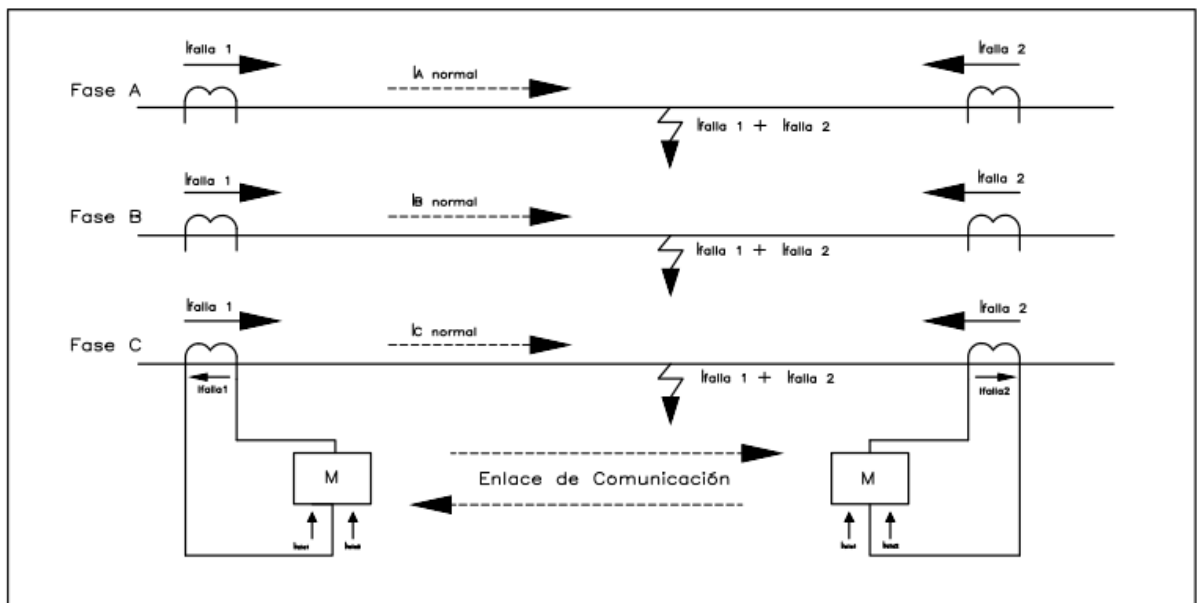


Fig. 36. Conexión de la protección deferencial de línea ANSI 87L

1.2.4.4.2. *Protección Diferencial de Transformador*

La protección más utilizada para la protección de transformadores, es la protección diferencial ANSI 87T, en esta configuración la relación de transformación del transformador y el transformador de corriente se nivelan mediante un modelo matemático en el relé de protección, lo que permite que se proteja al transformador contra cortocircuitos internos con medianas o altas corrientes, y contra cortocircuitos externos en su zona de protección [27].

Esta protección, actúa lo suficientemente rápido, generando disparos menores a los 3 ciclos, minimizando de esta manera problemas de estabilidad, siendo así una protección confiable

La protección más comúnmente utilizada para proteger transformadores de potencia es la diferencial del tipo porcentual (identificado con el número ANSI: 87T). Su zona de protección cubre hasta los TC que la alimentan [27].

Una de las desventajas de esta protección, es que no se puede realizar mantenimiento del relé cuando el transformador está energizado, también no detecta fallas por cortocircuito de baja corriente cercanos al neutro.

Cuando se energiza transformadores de potencia se produce la corriente de magnetización conocida como la corriente de Inrush, esta corriente puede producir que el relé la perciba y que la protección diferencial opere, sin embargo la corriente de magnetización está compuesta por la segunda armónica con mucho más valor que las demás armónicas, por lo que se la puede usar para bloqueo de la protección diferencial en el relé evitando así disparos indeseados durante la magnetización.

1.3. *Fundamentación Metodológica*

De acuerdo al tipo de investigación que se pretende realizar en el presente proyecto la metodología de investigación aplicable es cuantitativa porque es necesario definir una hipótesis, determinar variables, realizar cálculos y modelar los sistemas para finalmente probar la hipótesis o teorías planteadas.

Para un mejor desarrollo del presente proyecto se ha dividida en varias etapas la fundamentación metodológica, las cuales se describen a continuación:

- Recolección de información: en esta primera etapa se tiene como objetivo recolectar información de la Central, datos de equipos instalados, datos históricos de operación, parámetros operativos y configurados en los relés de protección que servirán para establecer una base para realizar las simulaciones y el estudio de coordinación de protecciones.
- Simulaciones del sistema mediante herramienta informática: en esta etapa se realiza la simulación del sistema mediante el software Digsilent Power Factory, en donde se debe ingresar todos los elementos del sistema con sus características con el fin de identificar los puntos críticos del sistema ante la ocurrencia de una falla, esto se lo logrará mediante análisis de flujos de carga y simulaciones de corrientes de cortocircuito.
- Estudio de coordinación de protecciones: con los resultados obtenidos mediante las simulaciones, en esta etapa se realiza el análisis de la coordinación de protecciones considerando los escenarios posibles en las que la Central puede trabajar y las protecciones instaladas actualmente con el objetivo de establecer las mejores condiciones operativas.

1.4. Conclusiones

- Una adecuada información teórica sobre el estudio y coordinación de protecciones ayuda a entender de una mejor manera cómo funciona un sistema eléctrico, y cuáles son sus dispositivos primarios, de medición y protección; así como cuales son las protecciones principales que se deben tomar en cuenta al momento de realizar el estudio.
- Seleccionar una correcto circuito equivalente para el cálculo de corrientes de cortocircuito, son fundamental para minimizar la complejidad de la solución y obtener resultados precisos y valores de corrientes máximas lo más reales posibles.
- Es importante tener valores reales de los parámetros y condiciones operativas del sistema para realizar una simulación que sea lo más apegado a la realidad y condiciones operativas de la Central, para que de esta manera el software pueda emitir resultados confiables.

CAPITULO II. PROPUESTA

La propuesta de esta investigación consiste en determinar mediante el modelamiento del sistema de protecciones de la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, si los elementos de protección instalados actualmente están dimensionados adecuadamente, y así evitar que exista operaciones erróneas del sistema de protecciones.

El objetivo del presente capítulo es realizar un diagnóstico del sistema de protecciones, el cual luego de realizar simulaciones y estudio de la coordinación de protecciones de todo el sistema se va a definir cómo se encuentra actualmente configurado para posteriormente realizar una propuesta de mejora de la coordinación de protecciones.

2.1. Obtención de Información del Sistema de Protecciones Central Hidroeléctrica Río Verde Chico

Para la recolección de los datos, parámetros y el levantamiento de información y de los datos operativos de la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico, se la realizó mediante la recopilación de los manuales de los transformadores, generadores, relés de protección, así como también mediante la recopilación de datos históricos de operación y diagramas unifilares.

En la figura 37 se muestra el diagrama unifilar del sistema de protecciones instalado actualmente, el cual servirá como referencia para realizar las simulaciones y estudio de coordinación de protecciones.

Para determinar la situación actual del sistema de protecciones se va a realizar simulaciones de las protecciones configuradas actualmente en los relés de protección, así mismo se va a calcular si los transformadores de corriente de las líneas de transmisión se encuentran trabajando en condiciones normales de operación, para lo cual se va a analizar la saturación en los transformadores de corriente instalados en las líneas de transmisión generador y transformador. El análisis de las protecciones se va a iniciar por las líneas de transmisión, seguido por el transformador y se terminará en el generador.

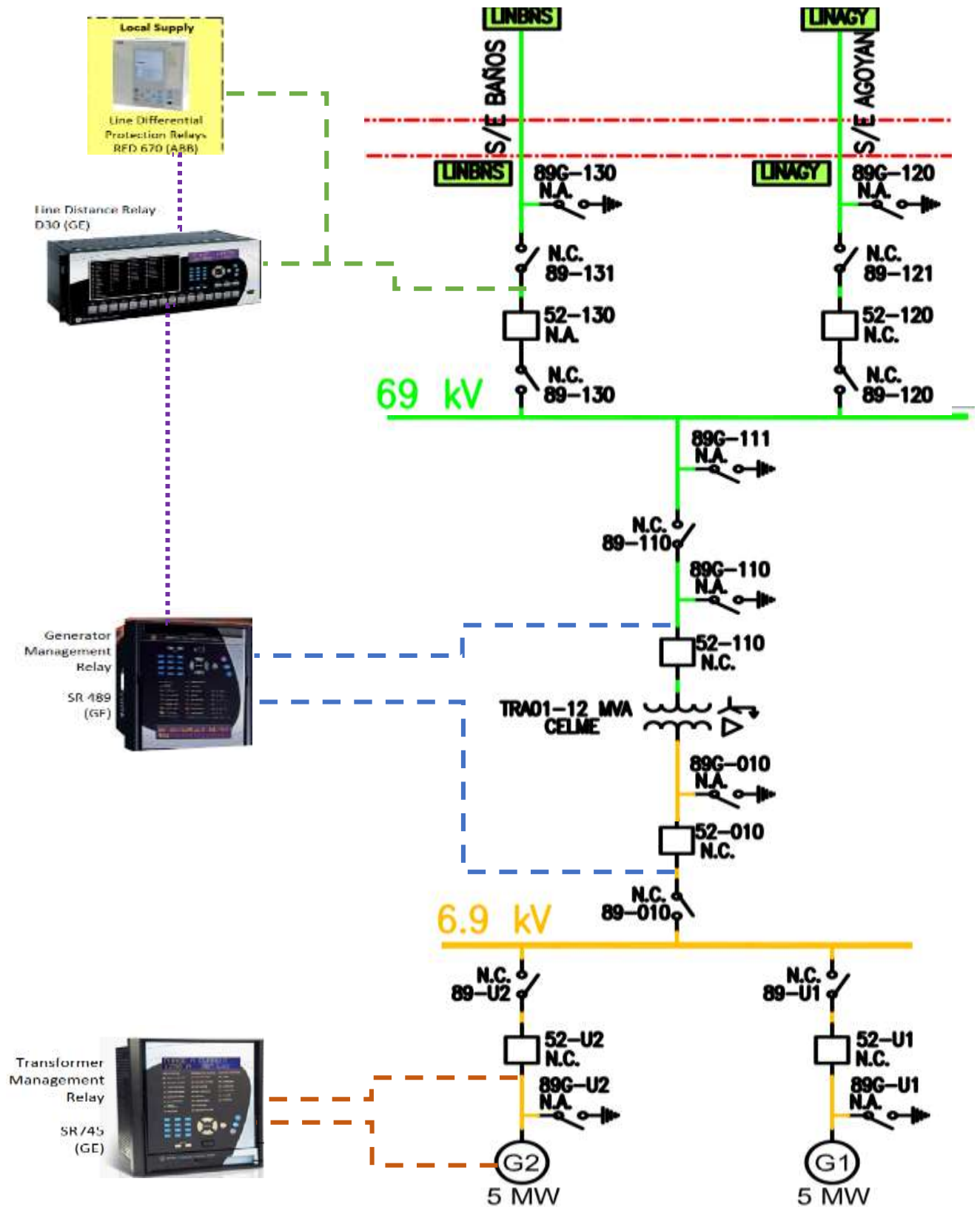


Fig. 37. Diagrama Unifilar la Central Hidroeléctrica Río Verde Chico

2.1.1. Línea de Transmisión

Con el diagrama unifilar y los datos de la línea de transmisión, se realizó la simulación en la herramienta informática Digsilent, el cual permite obtener los datos de la línea como ohmios primarios, ohmios primarios por Kilómetro, los cuales son parámetros importantes para la simulación de la línea de transmisión y la obtención de las condiciones actuales de trabajo.

Según el diagrama unifilar mostrado en la figura 37, existe dos líneas de transmisión, los datos de estas líneas se indican a continuación:

2.1.1.1. Línea de Transmisión Central Río Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG)

Los parámetros de niveles de voltaje, la longitud de la línea y el tipo de cable para esta línea de transmisión se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E AG

S/E 1	Central Río Verde
S/E 2	Agoyan
Nivel de Voltaje [kV]:	69
Longitud [km]:	2.6
Tipo	266.8 MCM

En la tabla 2 se muestra los valores eléctricos de potencia aparente, voltaje y corriente de la línea de transmisión.

Tabla 2. Parámetros eléctricos línea de transmisión CRV – S/E AG

	Transferencia de Potencia		
	Mínima	Máxima	Nominal
Potencia Aparente (MVA)	15.00	30.00	47.92
Voltaje (kV)	69.00	69.00	69.00
Corriente (kA)	125.511	251.02	401.00

Estos parámetros fueron ingresados al software Digsilent, como se puede visualizar en la figura 38.

Fig. 38. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E AG en software Digsilent

Después de simular los datos en el software Digsilent, se obtuvieron los resultados de la tabla 3, en donde adicionalmente se realizó el cálculo de parámetros eléctricos en ohmios primarios por kilómetro.

Tabla 3. Valores obtenidos y calculados de línea de transmisión CRV – S/E AG

PARAMETROS ELECTRICOS EN OHMIOS PRIMARIOS					
Parámetro	R [Ω_P]	jX [Ω_P]	Z [Ω_P]	ang [$^\circ$]	B [μS]
Z1 = Z2	0.57	1.19	1.32	64.51	-
Z0	1.30	3.32	3.56	68.53	-
B1=B2	-	-	-	-	9.28
B0	-	-	-	-	4.91
PARAMETROS ELECTRICOS EN OHMIOS PRIMARIOS POR KILOMETRO					
Parámetro	R [Ω_P/km]	jX [Ω_P/km]	Z [Ω_P/km]	ang [$^\circ$]	B [$\mu S/km$]
Z1 = Z2	0.22	0.46	0.51	64.51	-
Z0	0.50	1.28	1.37	68.53	-
B1=B2	-	-	-	-	3.57
B0	-	-	-	-	1.89

2.1.1.2. Línea de Transmisión Central Río Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ)

Los parámetros de niveles de voltaje, la longitud de la línea y el tipo de cable para esta línea de transmisión se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E BÑ

S/E 1	Central Río Verde
S/E 2	Baños
Nivel de Voltaje [kV]:	69
Longitud [km]:	4.4
Tipo	266.8 MCM

En la tabla 5 se muestra los valores eléctricos de potencia aparente, voltaje y corriente de la línea de transmisión.

Tabla 5. Parámetros eléctricos línea de transmisión CRV – S/E BÑ

	Transferencia de Potencia		
	Mínima	Máxima	Nominal
Potencia Aparente (MVA)	15.00	30.00	47.92
Voltaje (kV)	69.00	69.00	69.00
Corriente (kA)	125.511	251.02	401.00

Estos parámetros fueron ingresados al software Digsilent, como se puede visualizar en la figura 39.

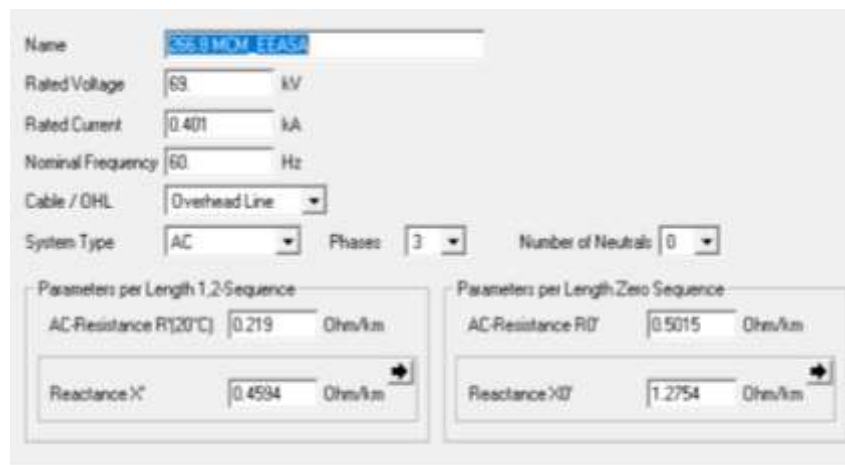


Fig. 39. Parámetros línea de transmisión CRV – S/E BÑ en software Digsilent

Después de simular los datos en el software Digsilent, se obtuvieron los resultados de la tabla 6, en donde adicionalmente se realizó el cálculo de parámetros eléctricos en ohmios primarios por kilómetro.

Tabla 6. Valores obtenidos y calculados de línea de transmisión CRV – S/E BÑ

PARAMETROS ELECTRICOS EN OHMIOS PRIMARIOS					
Parámetro	R [Ω_P]	jX [Ω_P]	Z [Ω_P]	ang [$^\circ$]	B [μS]
Z1 = Z2	0.96	2.02	2.24	64.51	-
Z0	2.21	5.61	6.03	68.53	-
B1=B2	-	-	-	-	15.71
B0	-	-	-	-	29.70
PARAMETROS ELECTRICOS EN OHMIOS PRIMARIOS POR KILOMETRO					
Parámetro	R [Ω_P/km]	jX [Ω_P/km]	Z [Ω_P/km]	ang [$^\circ$]	B [$\mu S/km$]
Z1 = Z2	0.22	0.46	0.51	64.51	-
Z0	0.50	1.28	1.37	68.53	-
B1=B2	-	-	-	-	3.57
B0	-	-	-	-	6.75

2.1.2. Generador Eléctrico

Los datos operativos y eléctricos de los generadores de las 2 unidades de la Central Rio Verde Chico, fueron tomados de los datos de placa, pruebas FAT y manuales proporcionados por el fabricante; esta información fue proporcionada por la Central. En la tabla 7, se indica un resumen de los parámetros eléctricos de los generadores

Tabla 7. Parámetros eléctricos generador CRV

Potencia Reactiva	max	2.572	MVAR
	min	1.42	MVAR
Potencia Aparente Nominal		5.9	MVA
Factor de Potencia	fp	0.9	p.u.
Resistencia de armadura	rs a 20 °C (Ra)	0	p.u.
Constantes transitorias c.c.	Td'	0	s
	Td''	0	s
Constantes Subtransitorias c.c.	Tq''	0	s
	R0	0	p.u.
Secuencia cero	X0	0.061	p.u.
	R2	0.008	p.u.
Secuencia negativa	X2	0.213	
	Xd	1.7	p.u.
Reactancias Sincrónicas	Xq	0.85	p.u.
	Xd'	0.277	p.u.
Reactancias Transitorias	Xq'	0.85	p.u.
	Xd''	0.202	p.u.
Reactancias Substransitorias	Xq''	0.202	p.u.
	Reactancia síncrona de saturación	Xdsat	1.545

En la figura 40 se muestra la curva de capacidad para los generadores instalados en la Central Rio Verde Chico.

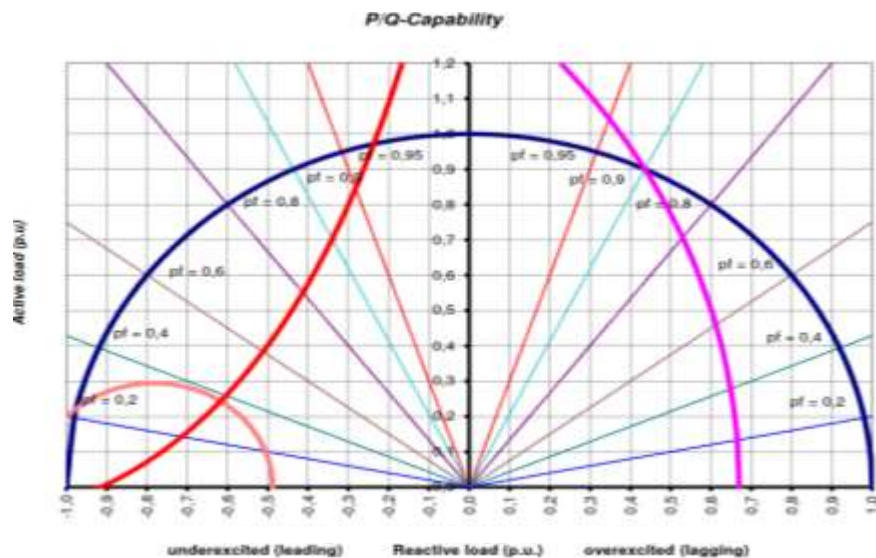


Fig. 40. Curva de capacidad generadores CRV

2.1.3. Transformador de Potencia

Los datos operativos y eléctricos del transformador de potencia de la Central Rio Verde Chico, fueron tomados de los datos de placa, pruebas FAT y manuales proporcionados por el fabricante; esta información fue proporcionada por la Central.

En la tabla 8, se muestra un resumen de los datos del transformador:

Tabla 8. Dato transformador de potencia CRV

Subestacion	Río Verde Chico
Tipo	Transformador Trifásico
Tensión Nominal	Primario HV [kV]: 6.9 Secundario MV [kV]: 69
CAPACIDAD TRIFÁSICA	
MV [MVA]	12
Conexión	YNd11
TAP	HV, $\pm 2.5\%$, 5 posiciones, tap central 3
OLTC	NA

Con los datos de la tabla 8, se ingresaron al software Digsilent para su validación, y así poder obtener valores las impedancias de magnetización y de cortocircuito, en la figura 41 se muestra los datos ingresado del transformador en el software Digsilent.

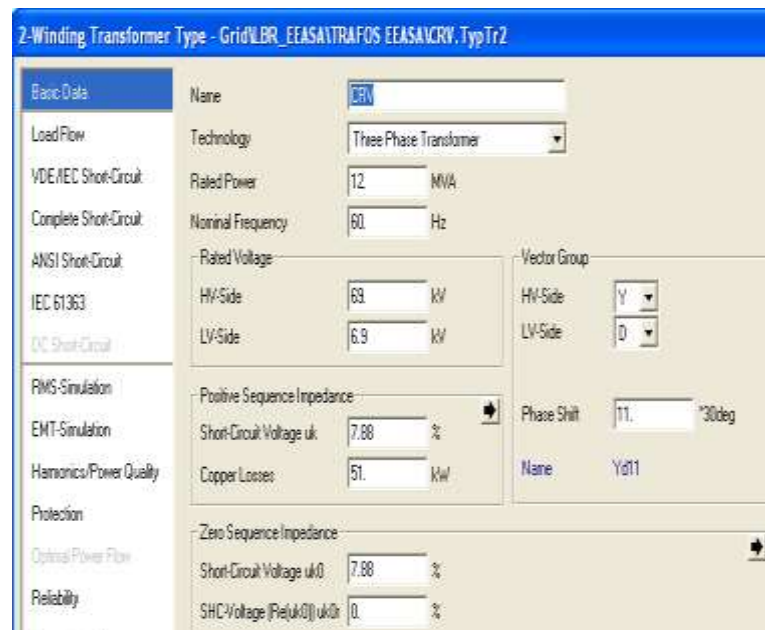


Fig. 41. Datos transformador en software Digsilent

En la tabla 9, se muestra un resumen de los datos obtenidos en el software Digsilent.

Tabla 9. Parámetros de impedancia transformador CRV

IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITO EN SECUENCIA POSITIVA		
	MVA Referencia	Valor
HV-MV [%]	12.00	7.88
PERDIDAS EN EL COBRE DE SECUENCIA POSITIVA		
HV-MV [kW]	51.00	
IMPEDANCIA DE MAGNETIZACIÓN		
Pérdidas en vacío [kW]	11.00	
Corriente en vacío [%]	0.300	

2.2. Ajustes y simulación de las protecciones instaladas actualmente

Para obtener los parámetros configurados en el relé de protección se usó la información proporcionada por la Central Rio Verde Chico, la misma que después fue ingresada al software Digsilent para obtener la curva característica de cada protección instalada.

2.2.1. Líneas de Transmisión

Para obtener los parámetros y curvas de las protecciones instaladas actualmente, se utilizó el software Enervista que es el software de programación del relé General Electric modelo D30, que es el usado para la protección de distancia de las líneas de transmisión.

En la figura 42 se muestra la versión del software usado para la obtención de los datos configurados en la protección de la línea de transmisión, así como la ubicación en el sistema.

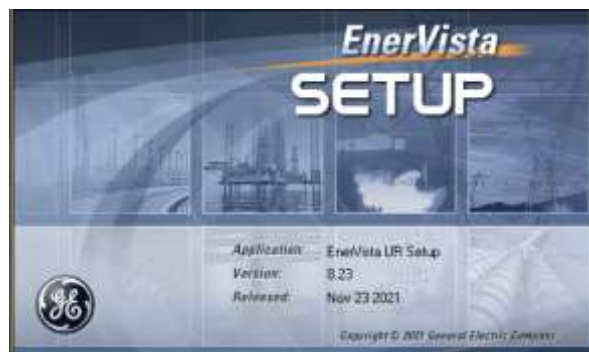


Fig. 42. a) Software de programación relé GE – D30

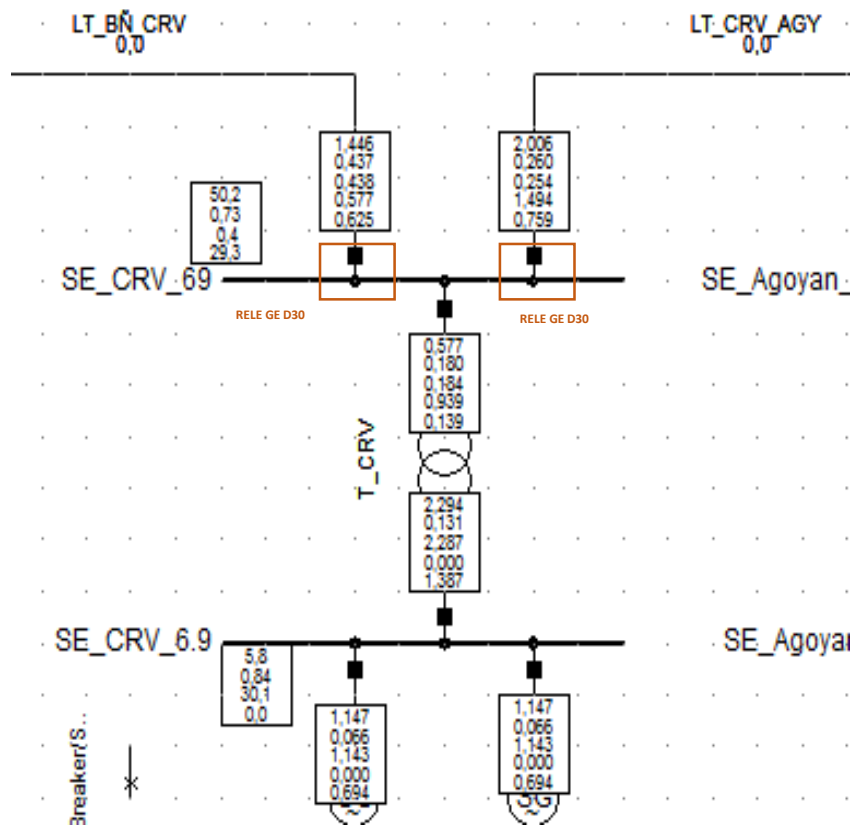


Fig. 42. a) Software de programación relé GE – D30

2.2.1.1. Protección de Distancia ANSI 21

Las líneas de transmisión de la Central Rio Verde Chico, tienen activada la protección para la Zona 1, y las demás zonas de protección se encuentran deshabilitadas, esto debido a que las distancias de las líneas de transmisión son relativamente cortas, y no hace falta activar las demás zonas de protección.

Al tener activa la Zona 2, se puede tener malas actuaciones del relé, por lo que es recomendable tener activa sólo la Zona 1.

La protección de distancia instalada en la Central, usa la función cuadrilateral con el objetivo de cubrir fallas que sean iguales a $R = 0$.

2.2.1.1.1. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Aگویán (S/E AG)

En las figuras 43 y 44, se muestra los parámetros configurados en el software, para la Zona 1 y Zona 2 de la protección de distancia para fase como tierra.

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1
Distance Shape Graph	View
Function	Enabled
Direction	Forward
Shape	Quad
Xfmr Vol Connection	None
Xfmr Curr Connection	None
Reach	0.20 ohms
RCA	90 deg
Rev Reach	0.02 ohms
Rev Reach RCA	90 deg
Comp Limit	90 deg
DIR RCA	50 deg
DIR Comp Limit	55 deg
Quad Right Blinder	0.28 ohms
Quad Right Blinder RCA	60 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	60 deg
Supervision	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu
Delay	0.000 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1
Distance Shape Graph	View
Function	Enabled
Direction	Forward
Shape	Quad
Z0/Z1 Mag	2.89
Z0/Z1 Ang	5 deg
Z0M/Z1 Mag	0.00
Z0M/Z1 Ang	0 deg
Reach	0.20 ohms
RCA	90 deg
Rev Reach	0.02 ohms
Rev Reach RCA	90 deg
POL Current	Zero-seq
Non-Homogen Ang	0.0 deg
Comp Limit	90 deg
DIR RCA	50 deg
DIR Comp Limit	55 deg
Quad Right Blinder	0.82 ohms
Quad Right Blinder RCA	60 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	60 deg
Supervision	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu
Delay	0.000 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Fig. 43. Ajuste Zona 1 distancia fase y tierra para línea de transmisión CRV-AG.

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z2
Distance Shape Graph	View
Function	Enabled
Direction	Forward
Shape	Mho
Xfmr Vol Connection	None
Xfmr Curr Connection	None
Reach	2.00 ohms
RCA	85 deg
Rev Reach	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg
Comp Limit	90 deg
DIR RCA	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg
Supervision	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu
Delay	0.000 s
Block	OFF
Target	Self-reset
Events	Disabled

Fig. 44. Ajuste Zona 2 para la línea de transmisión CRV-AG.

Para poder realizar la simulación de la protección de distancia en el software Digsilent, es necesario ingresar todos los datos de la información recopilada en el numeral 2.1.1. Líneas de Transmisión.

En la tabla 10 se muestra la información de los Transformadores de Corriente y Voltaje instalados, así como la obtención de la relación RTC/RTP, la cual sirve para el cálculo de ohmios secundarios, debido a que el relé de protección sólo acepta parámetros en esta unidad de medida. La fórmula que se utiliza para realizar este cambio es igual a $OHMIOS_SECUNDARIOS = RTC/RTP \times OHMIOS_PRIMARIOS$

Tabla 10. Datos de TC's y TP's de la línea de transmisión CRV-AG

TC - TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC / RTP
RTC	125	1	0.18
RTP	69	100	

Con la información de la tabla 3 y la tabla 10, se calcula la impedancia de la línea de transmisión, estos parámetros se muestran en la tabla 11, donde además se realizó el cambio de ohmios primarios a ohmios secundarios, que son los parámetros que permite ingresar el software del relé de protección.

Tabla 11. Información de Impedancia de la línea de transmisión CRV-AG

INFORMACIÓN DE IMPEDANCIA DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN				
Parámetros de Impedancia	R [Ω_P]	jX [Ω_P]	Z [Ω_P] = $\sqrt{R^2 + jX^2}$	ang [°]
Z1 = Z2	0.57	1.19	1.32	64.51
Z0	1.30	3.32	3.56	68.53
Xc1 = Xc2	-	107705.23	-	-
Xc0	-	203500.20	-	-
Parámetros de Impedancia	R [Ω_S]	jX [Ω_S]	Z [Ω_S]	ang [°]
Z1 = Z2	0.10	0.22	0.24	64.51
Z0	0.24	0.60	0.65	68.53
Xc1 = Xc2	-	19511.82	-	-
Xc0	-	36865.98	-	-

De la información obtenida del software del relé de protección D30, se tiene los datos de ajuste actuales para los ángulos, los cuales se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Ángulos de ajuste configurados en relé D30

ÁNGULOS DE AJUSTE [°]	
RCA	90
Comp Limit	90
DIR RCA	50
DIR Comp Limit	55

Quad Right RCA	60
Quad Left RCA	60

Con toda la información obtenida de la configuración de la protección de distancia para la línea de transmisión, en la tabla 13 se muestra un resumen de cómo está actualmente trabajando esta protección para Resistencia de fase y tierra, donde se puede observar que se tiene una protección con un alcance del 83.43%.

Tabla 13. Alcance Zonas - R de Fase y Tierra línea transmisión CRV - AG

Ajustes	Z		R (Fase)		R (Tierra)		Z0/Z1 [pu]	ang [°]	Alcan ce [%]	Tiempo [s]
	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]				
Valor	0.20	1.10	0.28	1.55	0.82	4.53	2.89	5	83.43	0.00

La gráfica obtenida para la característica cuadrilateral de distancia se muestra en la figura 45, en donde se muestra para Fase – Fase y Fase – Tierra.

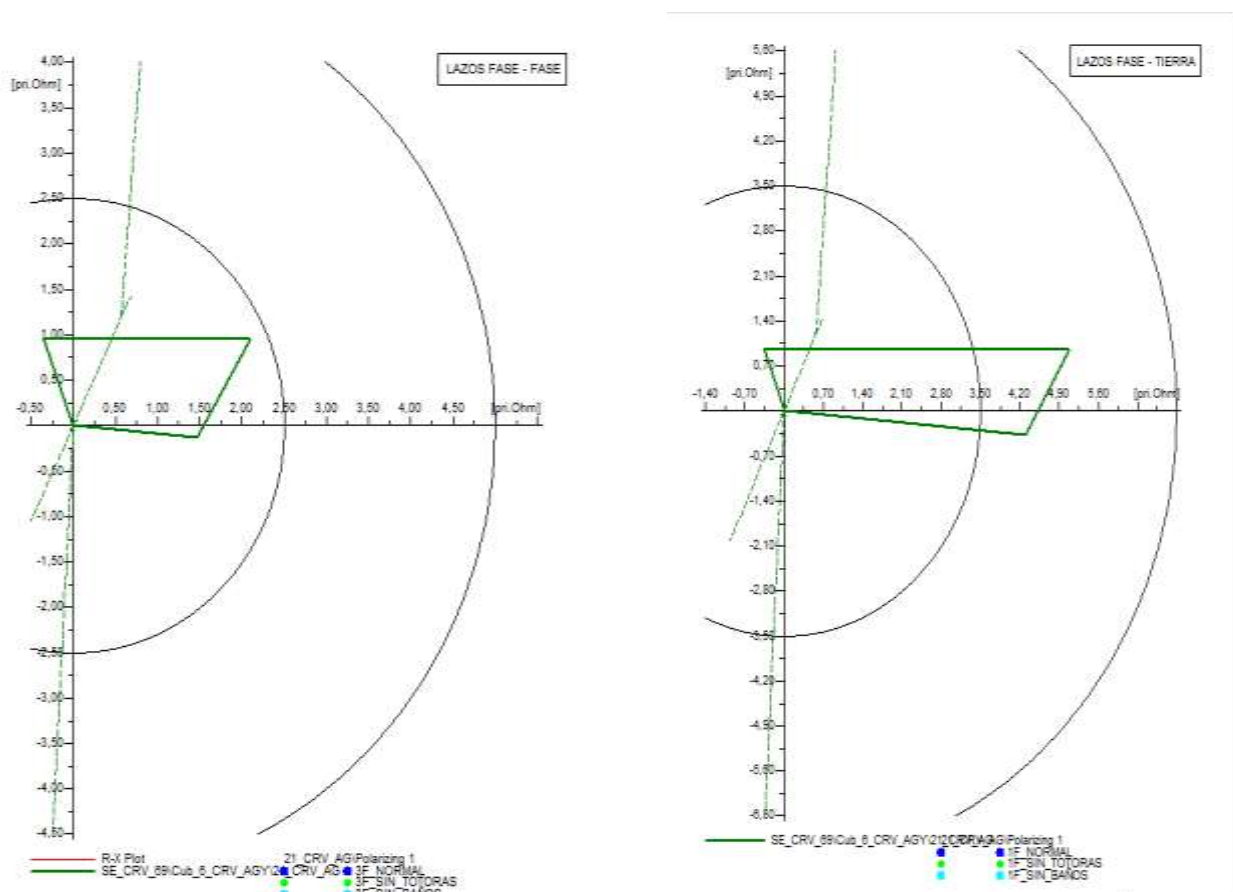


Fig. 45. Característica de distancia línea de transmisión CRV-AG

2.2.1.1.2. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ)

En las figuras 46 y 47, se muestra los parámetros configurados en el software, para la Zona 1 y Zona 2 de la protección de distancia para fase como tierra

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PARAMETER	GROUND DISTANCE Z1
Distance Shape Graph	View	Distance Shape Graph	View
Function	Enabled	Function	Enabled
Direction	Forward	Direction	Forward
Shape	Quad	Shape	Quad
Xfmr Vol Connection	None	Z0/Z1 Mag	2.89
Xfmr Curr Connection	None	Z0/Z1 Ang	5 deg
Reach	0.20 ohms	Z0M/Z1 Mag	0.00
RCA	90 deg	Z0M/Z1 Ang	0 deg
Rev Reach	0.02 ohms	Reach	0.20 ohms
Rev Reach RCA	90 deg	RCA	90 deg
Comp Limit	90 deg	Rev Reach	0.02 ohms
DIR RCA	50 deg	Rev Reach RCA	90 deg
DIR Comp Limit	55 deg	ROL Current	Zero-seq
Quad Right Blinder	0.28 ohms	Non-Homogen Ang	0.0 deg
Quad Right Blinder RCA	60 deg	Comp Limit	90 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	DIR RCA	50 deg
Quad Left Blinder RCA	60 deg	DIR Comp Limit	55 deg
Supervision	0.200 pu	Quad Right Blinder	0.62 ohms
Volt Level	0.000 pu	Quad Right Blinder RCA	60 deg
Delay	0.000 s	Quad Left Blinder	10.00 ohms
Block	OFF	Quad Left Blinder RCA	60 deg
Target	Latched	Supervision	0.200 pu
Events	Enabled	Volt Level	0.000 pu
		Delay	0.000 s
		Block	OFF
		Target	Latched
		Events	Enabled

Fig. 46. Ajuste Zona 1 distancia fase y tierra para línea de transmisión CRV-BÑ.

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z2
Distance Shape Graph	View
Function	Enabled
Direction	Forward
Shape	Mho
Xfmr Vol Connection	None
Xfmr Curr Connection	None
Reach	2.00 ohms
RCA	85 deg
Rev Reach	2.00 ohms
Rev Reach RCA	85 deg
Comp Limit	90 deg
DIR RCA	85 deg
DIR Comp Limit	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg
Supervision	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu
Delay	0.000 s
Block	OFF
Target	Self-reset
Events	Disabled

Fig. 47. Ajuste Zona 2 para línea de transmisión CRV-BÑ.

Para poder realizar la simulación de la protección de distancia en el software Digsilent, es necesario obtener todos los datos posibles a partir de la información recopilada en el numeral 2.1.1. Líneas de Transmisión.

En la tabla 14 se muestra la información de los Transformadores de Corriente y Voltaje instalados, así como la obtención de la relación RTC/RTP, la cual sirve para el cálculo de ohmios secundarios, debido a que el relé de protección sólo acepta parámetros en esta unidad de medida. La fórmula que se utiliza para realizar este cambio es igual a $OHMIOSECUNDARIOS = RTC/RTP \times OHMIOSPRIMARIOS$

Tabla 14. Datos de TC's y TP's de la línea de transmisión CRV-BÑ

TC - TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC / RTP
RTC	125	1	0.18
RTP	69	100	

Con la información de la tabla 6 y la tabla 13, se calcula la impedancia de la línea de transmisión, estos parámetros se muestran en la tabla 15, donde además se realizó el cambio de ohmios primarios a ohmios secundarios, que son los parámetros que permite ingresar el software del relé de protección.

Tabla 15. Información de Impedancia de la línea de transmisión CRV-BÑ

INFORMACIÓN DE IMPEDANCIA DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN				
Parámetros de Impedancia	R [Ω_P]	jX [Ω_P]	Z [Ω_P] = $\sqrt{R^2 + jX^2}$	ang [°]
Z1 = Z2	0.96	2.02	2.24	64.51
Z0	2.21	5.61	6.03	68.53
Xc1 = Xc2	-	63644.00	-	-
Xc0	-	33674.07	-	-
Parámetros de Impedancia	R [Ω_S]	jX [Ω_S]	Z [Ω_S]	ang [°]
Z1 = Z2	0.17	0.37	0.41	64.51
Z0	0.40	1.02	1.09	68.53
Xc1 = Xc2	-	11529.71	-	-
Xc0	-	6100.38	-	-

De la información obtenida del software del relé de protección D30, se tiene los datos de ajuste actuales para los ángulos, los cuales se muestran en la tabla 16.

Tabla 16. Ángulos de ajuste configurados en relé D30

ÁNGULOS DE AJUSTE [°]	
RCA	90

Comp Limit	90
DIR RCA	50
DIR Comp Limit	55
Quad Right RCA	60
Quad Left RCA	60

Con toda la información obtenida de la configuración de la protección de distancia para la línea de transmisión, en la tabla 17 se muestra un resumen de cómo está actualmente trabajando esta protección para Resistencia de fase y tierra, donde se puede observar que se tiene una protección con un alcance del 49.30%.

Tabla 17. Alcance de Zonas - Protección de Fase y Tierra línea de transmisión

CRV - BÑ

Ajustes	Z		R (Fase)		R (Tierra)		Z0/Z1 [pu]	ang [°]	Alcan ce [%]	Tiempo [s]
	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]				
Valor	0.20	1.10	0.28	1.55	0.82	4.53	2.89	5	49.30	0.00

La gráfica obtenida para la característica cuadrilateral de distancia se muestra en la figura 48, en donde se muestra para Fase – Fase y Fase – Tierra.

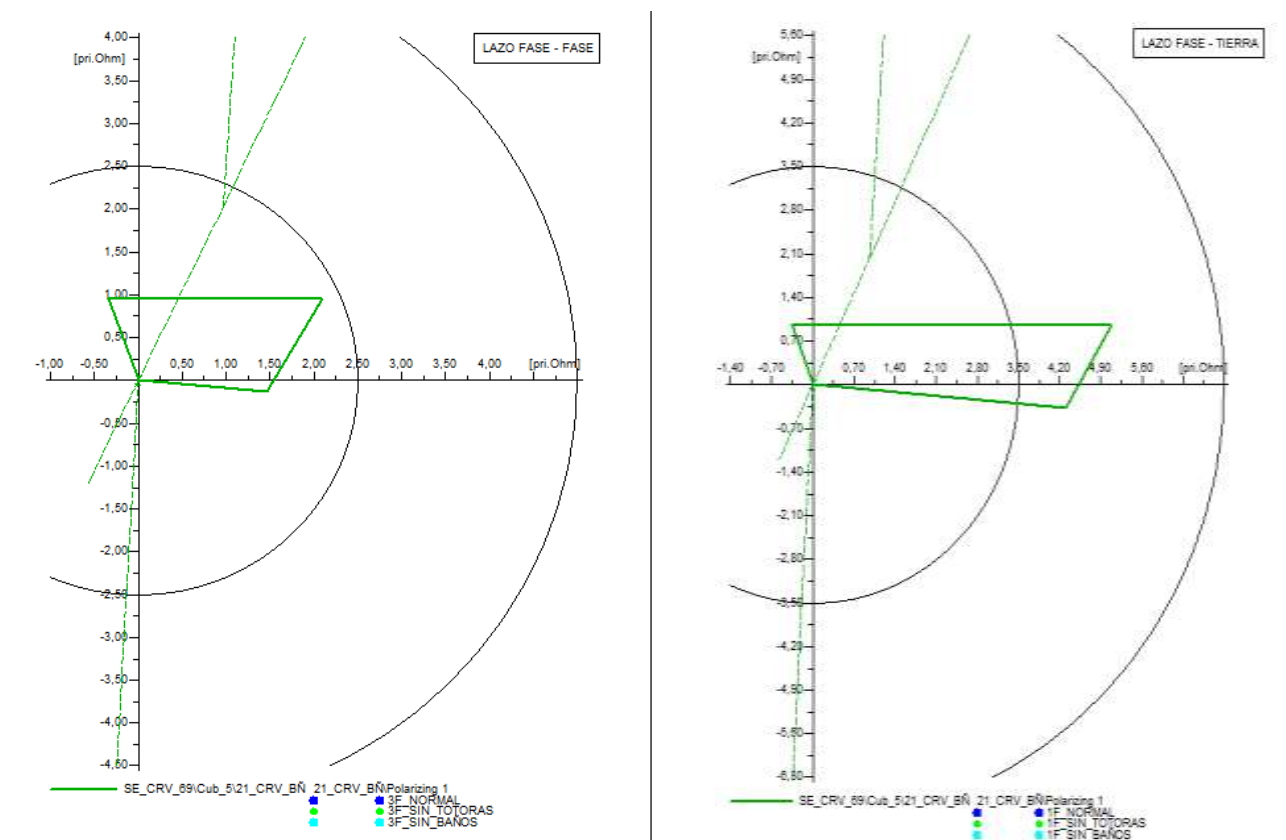


Fig. 48. Característica de distancia línea de transmisión CRV-BÑ

2.2.1.2. Protección de Sobre corriente ANSI 50/51

Toda línea de transmisión debe tener una protección de respaldo, en el caso de la Central Rio Verde Chico, esta protección es la protección de sobre corriente ANSI 50/51. Para obtener los parámetros configurados en el relé de protección para esta protección, se utilizó el software Enervista.

Después de la obtención de los parámetros configurados en las líneas de transmisión, se pudo determinar que ninguna de las 2 líneas de transmisión tiene habilitada la protección direccional de sobre corriente. En la figura 49 se puede visualizar la configuración para esta característica. Por lo tanto la protección actual de las líneas de transmisión es una característica No direccional.

Al no tener habilitada esta función, se puede tener disparos erróneos, y puede disparar siempre que se tenga fallas en las sub estaciones adyacentes.

PARAMETER	PHASE DIR1	PHASE DIR2
Function	Disabled	Disabled
Source	SRC 1 (SRC 1)	SRC 1 (SRC 1)
Block	OFF	OFF
ECA	30 deg	30 deg
Pol V Threshold	0.700 pu	0.700 pu
Block when V Mem Exp	No	No
Target	Self-reset	Self-reset
Events	Disabled	Disabled

Fig. 49. Característica direccional de sobre corriente

2.2.1.2.1. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG)

En la figura 50 se muestra los parámetros configurados en el relé de protección para la característica de sobre corriente no direccional de fase y tierra.

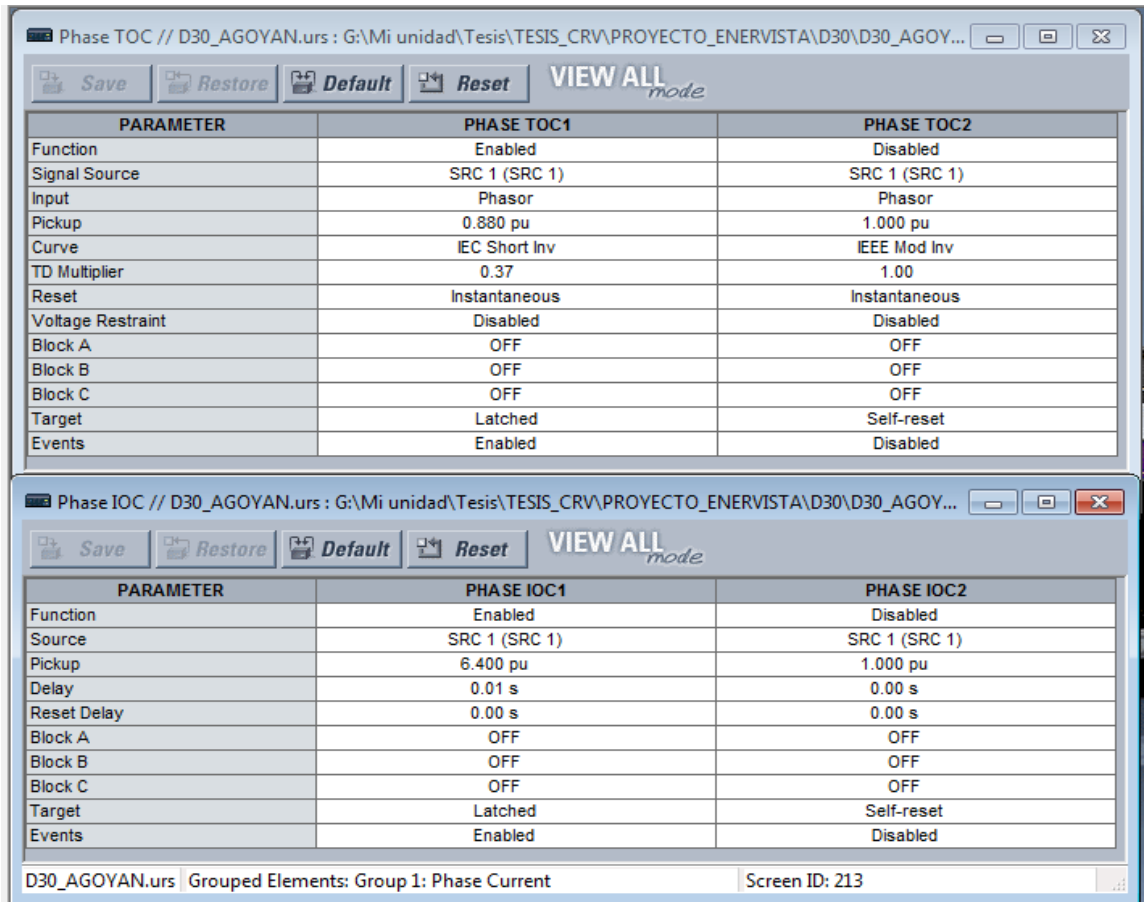


Fig. 50. Protección sobre corriente no direccional de fase y tierra línea de transmisión CRV-AG

En la tabla 18 se indica un resumen de los parámetros configurados actualmente de esta protección para la línea de transmisión.

Tabla 18. Ajustes actuales sobrecorriente no direccional línea de transmisión CRV-AG

Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	67 TOC	110	0.88	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	67 IOC	800	6.4	10	-	-

Con los datos configurados en el relé de protección, se realizó la simulación en el software Digsilent, obteniendo la curva de la figura 51.

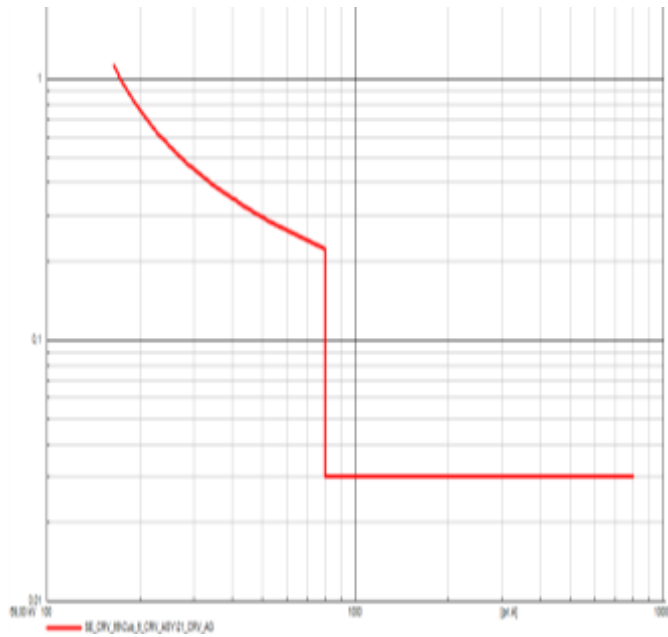


Fig. 51. Curva característica de sobre corriente línea de transmisión CRV-AG

Para determinar si la protección está trabajando adecuadamente, se realizó la simulación de una falla trifásica en la línea de transmisión adyacente al 10% de la subestación Baños - Transelectric, en donde se va a obtener los resultados del relé de sobrecorriente instalado en la línea de transmisión. La simulación de la falla trifásica se puede visualizar en la figura 52.

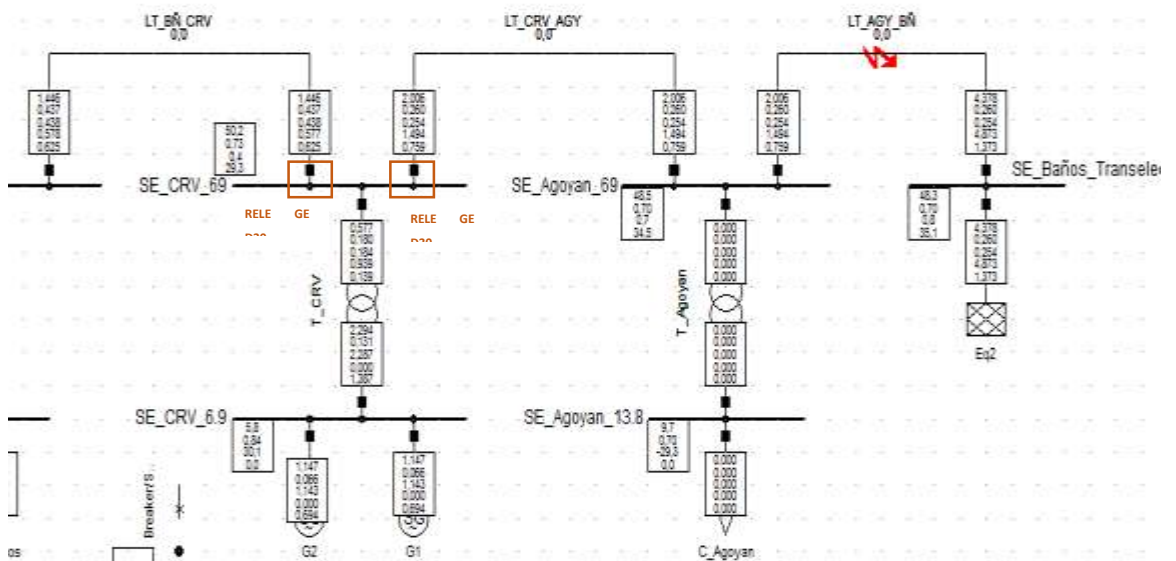


Fig. 52. Simulación falla trifásica en línea de transmisión AG – BÑ

Después de realizar la simulación se obtiene la gráfica de la figura 53, en dónde se puede visualizar que la protección actúa de manera instantánea con fallas en líneas de transmisión que no corresponden a las que el relé está conectada.

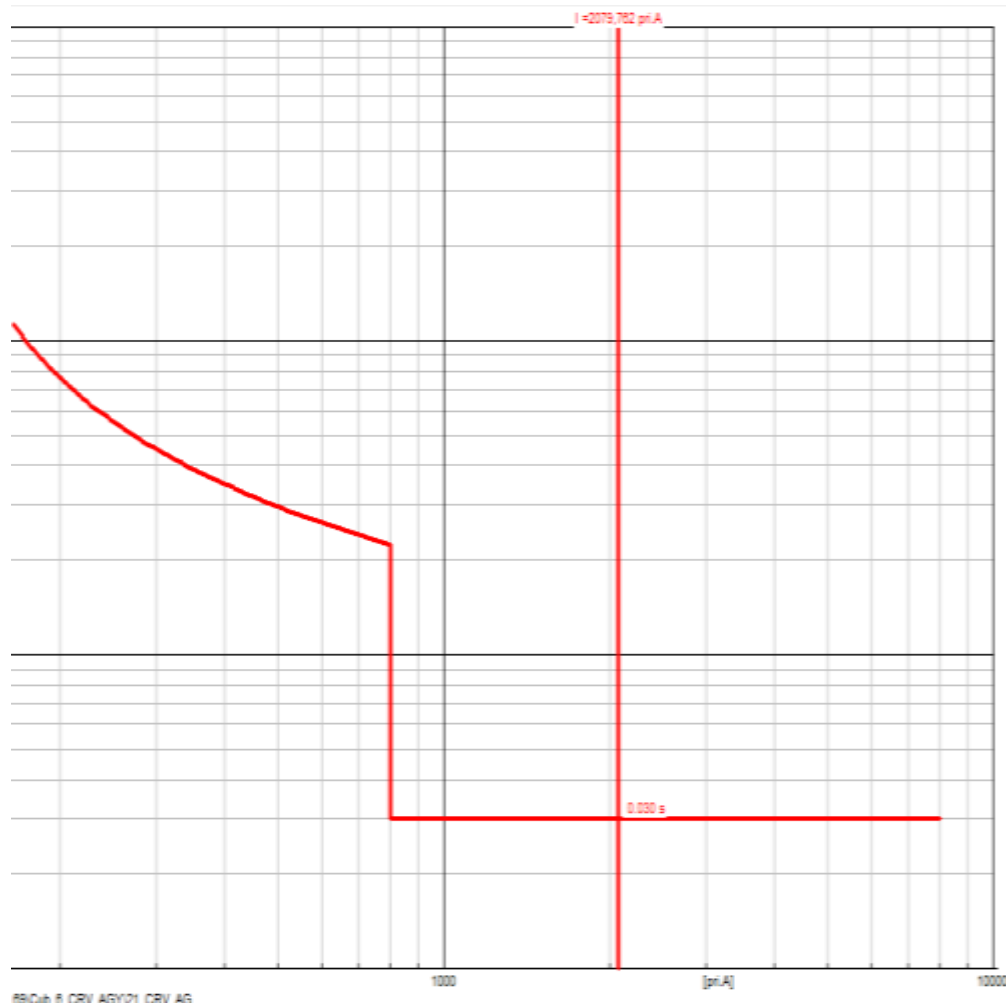


Fig. 53. Curva protección sobrecorriente para falla al 10% de la subestación Baños – Transelectric

2.2.1.2.2. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ)

En la figura 54 se muestra los parámetros configurados en el relé de protección para la característica de sobre corriente no direccional de fase y tierra.

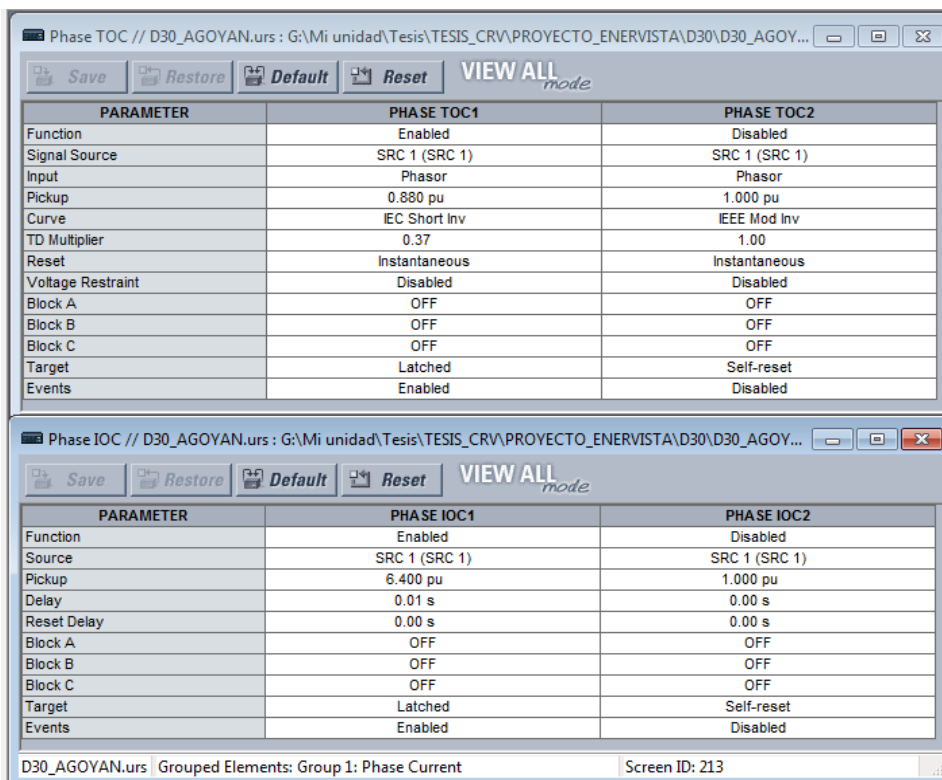


Fig. 54. Protección sobre corriente no direccional de fase y tierra línea de transmisión CRV-BÑ

En la tabla 19 se indica un resumen de los parámetros configurados actualmente de esta protección para la línea de transmisión.

Tabla 19. Ajustes actuales sobrecorriente no direccional línea de transmisión CRV-BÑ

Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	51	110	0.88	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50	800	6.4	10	-	-

Con los datos configurados en el relé de protección, se realizó la simulación en el software Digsilent, obteniendo la curva de la figura 55.

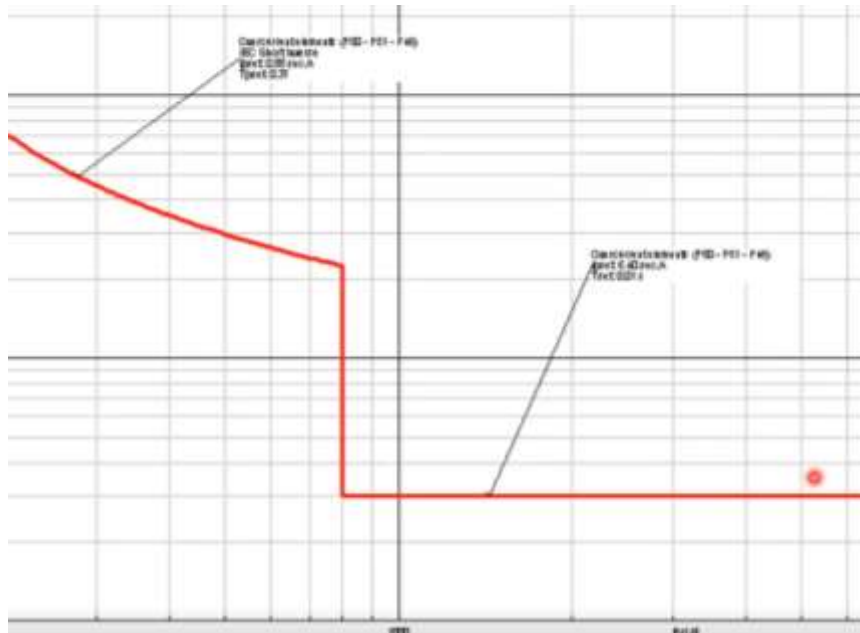


Fig. 55. Curva característica de sobre corriente línea de transmisión CRV-BÑ

Pare determinar si la protección está trabajando adecuadamente, se realizó la simulación de una falla trifásica en la línea de transmisión adyacente al 10% de la sub estación Baños_69kV como se puede visualizar en la figura 56.

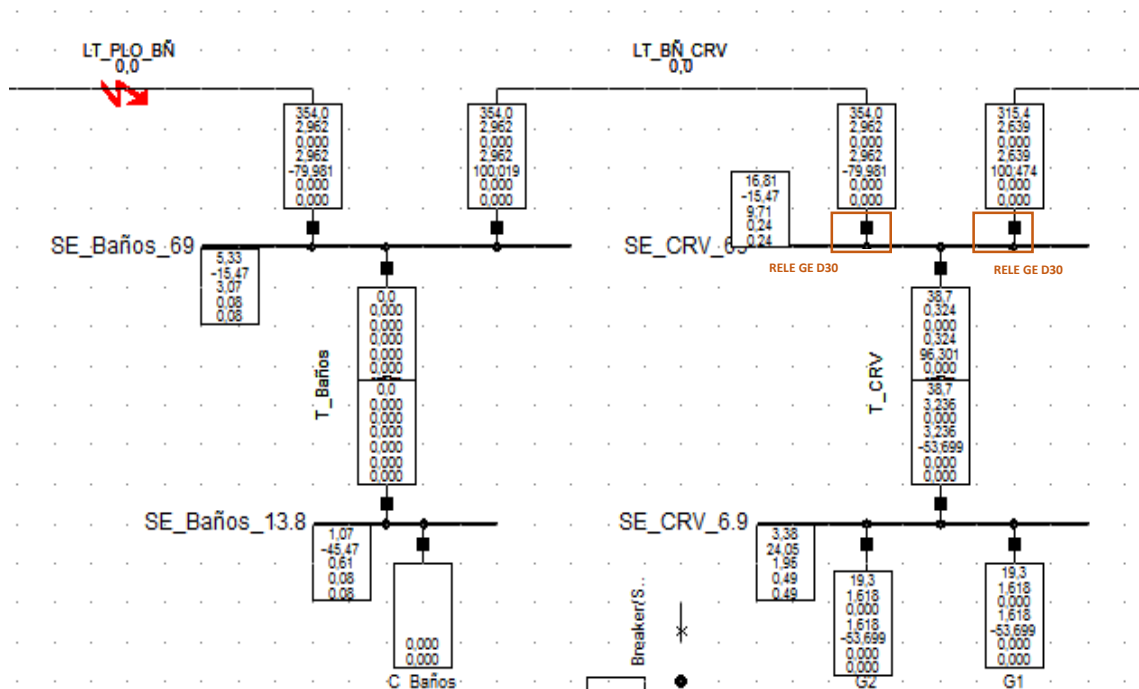


Fig. 56. Simulación falla trifásica en línea de transmisión AG – BÑ

Después de realizar la simulación se obtiene la gráfica de la figura 57, en donde se puede visualizar que la protección actúa de manera instantánea con fallas en líneas de transmisión que no corresponden a las que el relé está conectada.

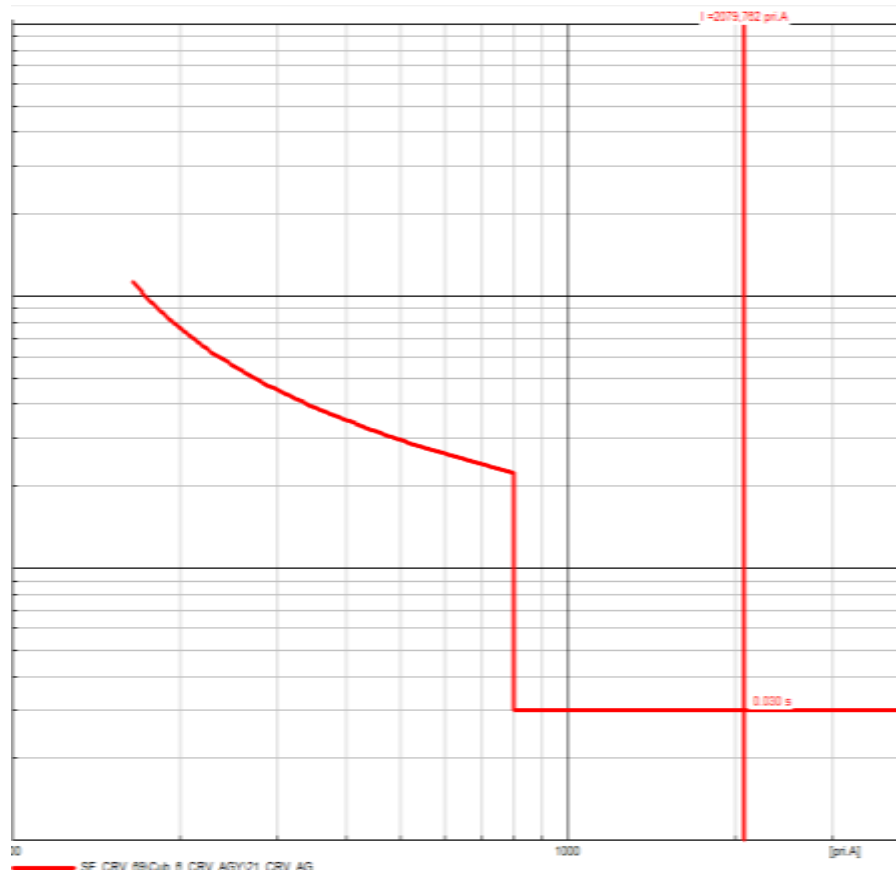


Fig. 57. Curva protección sobrecorriente para falla al 10% de la subestación Baños_69kV

2.2.1.3. Protección diferencial de línea ANSI 87L

La protección diferencial de línea de las líneas de transmisión de la Central Rio Verde Chico se realiza mediante un relé marca ABB modelo RED 670.

La información sobre la configuración de los parámetros del relé, son los parámetros que vienen configurados de fábrica, por lo que el presente análisis se va a realizar con los datos tomados del manual de configuración del relé de protección.

Con los datos obtenidos del análisis de cortocircuitos en el software Digsilent, se realiza el análisis de saturación del transformador de corriente de la línea de

transmisión, para lo cual se utiliza la norma IEEE C37.110 donde se utiliza la hoja de cálculo que se encuentra explicada en el capítulo 1 del presente documento, esto servirá para determinar la zona de saturación del transformador. Estos valores sirven para graficar la curva característica de la esta protección, la cual indica si la protección está trabajando de manera adecuada.

2.2.1.3.1. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG)

En la tabla 20, se muestran los parámetros configurados para esta protección, los mismos que fueron tomados del manual del relé de protección.

Tabla 20. Parámetros configurados en relé de protección ABB 670 línea CRV-BÑ

AJUSTES 87L	
IdMin	0.35
SlopeSection1	0.00
EndSection1	1.25
SlopeSection2	0.40
EndSection2	3.00
SlopeSection3	0.80

La curva característica del relé de protección ABB modelo RED 670 tomada del manual se muestra en la figura 58.

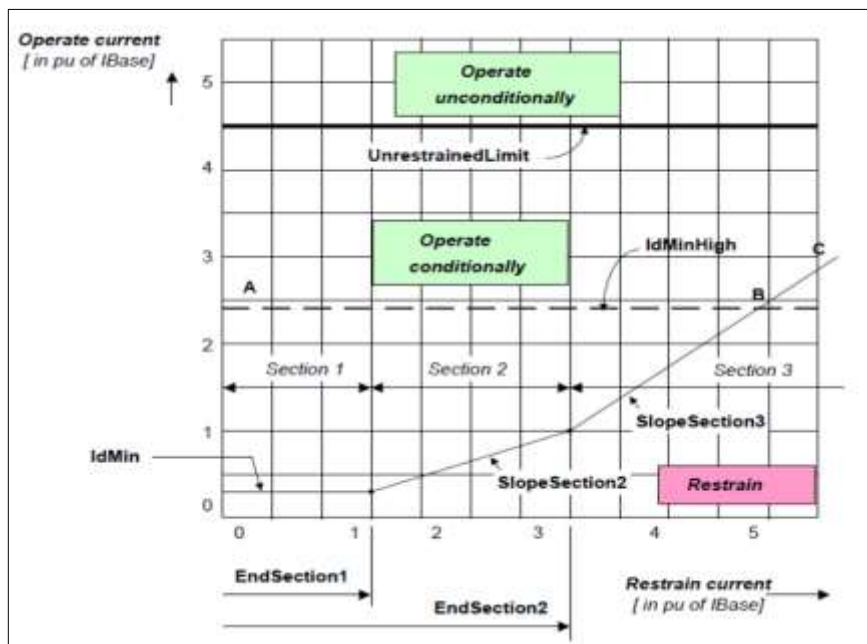


Fig. 58. Curva característica protección diferencial relé ABB 670

Para obtener los valores de impedancias de secuencia y valores de corrientes de falla, es necesario la simulación de fallas internas y externas a la línea de transmisión en el software Digsilent. Se debe realizar la simulación para los siguientes escenarios:

- Falla externa trifásica en la barra de la Sub estación de la Central Rio Verde y Barra Sub estación Aگویán
- Falla externa monofásica en la barra de la Sub estación de la Central Rio Verde y Barra Sub estación Aگویán

Con la simulación de las fallas externas a la línea de transmisión, permite conocer la corriente máxima que circula por el transformador de corriente.

Para el caso de las fallas internas, se debe tomar en cuenta que la corriente de falla interna es igual a la corriente de falla en la barra menos la corriente de aporte de falla de la línea de transmisión.

Después de realizar las simulaciones en el software Digsilent, se obtuvo la información para fallas monofásicas y trifásicas internas y externas a la línea de transmisión, las mismas que se resumen en las tablas 21 y 22 para la Central Rio Verde y las tablas 23 y 24 para la Sub estación Aگویán.

Tabla 21. Valores mínimos y máximos para fallas en la Central Río Verde

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica	Bifásica	Monofásica
	R	X	R	X	(kA)	(kA)	(kA)
Z0	1.2500	6.8500	0.0263	0.1439	5.290	4.570	5.410
Z1	1.5900	7.3600	0.0334	0.1546			
Z2	1.6100	7.4100	0.0338	0.1556			
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica	Bifásica	Monofásica
	R	X	R	X	(kA)	(kA)	(kA)
Z0	1.0200	7.0900	0.0214	0.1489	5.567	4.800	5.730
Z1	1.4200	7.7400	0.0298	0.1626			
Z2	1.4400	7.8000	0.0302	0.1638			

Tabla 22. Aportes de corriente de falla en la Central Río Verde

Falla en:	Central Río Verde	APORTES DE CORRIENTES DE FALLA				Corriente -- > saturación 87L (kA)	Corriente por bahía (kA)
		Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte por el Elemento (kA)				
			Falla Externa en CRV - Punto de Falla (kA)	Falla Externa en Agoyán (kA)			
Corrientes Máximas	Trifásica	5.567	3.346	2.102	3.513	3.346	
	Monofásica	5.730	3.513	2.033			
Corrientes Mínimas	Trifásica	5.290	3.303	1.889	NA	1.976	
	Monofásica	5.410	3.434	1.824			

Tabla 23. Valores mínimos y máximos para fallas en la Sub estación Agoyán

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	0.5100	5.5000	0.0107	0.1155			
Z1	1.2400	7.1000	0.0260	0.1491	5.523	4.770	5.98
Z2	1.2600	7.1400	0.0265	0.1500			

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	0.4500	5.8500	0.0095	0.1229			
Z1	1.1700	7.5100	0.0246	0.1577	5.763	4.980	6.23
Z2	1.1800	7.5600	0.0248	0.1588			

Tabla 24. Aportes de corriente de falla en la Sub estación Agoyán

Falla en:	Central Río Verde	APORTES DE CORRIENTES DE FALLA				Corriente -- > saturación 87L (kA)	Corriente por bahía (kA)
		Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte por el Elemento (kA)				
			Falla Externa en CRV - Punto de Falla (kA)	Falla Externa en Agoyán (kA)			
Corrientes Máximas	Trifásica	5.763	2.102	3.346	3.513	4.197	
	Monofásica	6.230	2.033	3.513			
Corrientes Mínimas	Trifásica	5.523	1.889	3.303	NA	3.634	
	Monofásica	5.980	1.824	3.434			

2.2.1.3.1.1. Análisis de Saturación Transformador de Corriente

En la figura 59 se muestra los datos ingresados en la hoja de cálculo, los cuales se obtuvieron del análisis de cortocircuito, así como también se indica la curva de saturación del transformador de corriente.

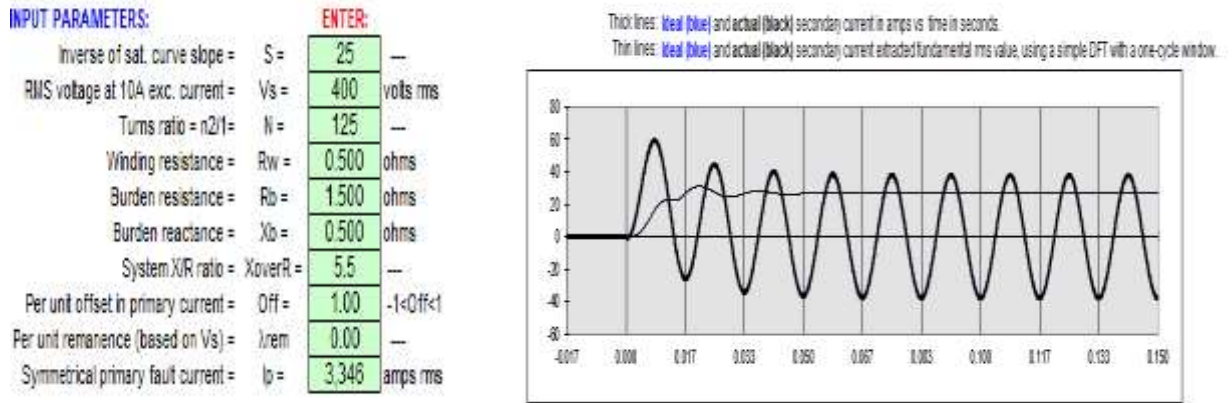


Fig. 59. Parámetros y curva de saturación de TC línea de transmisión CRV – AG

Con los valores ingresados, se puede observar que no se van a presentar problemas de saturación del transformador de corriente, debido a que en la curva de saturación la curva ideal es igual a la curva actual.

A continuación es importante calcular el porcentaje de máxima saturación del transformador de corriente, el cual se obtiene de restar las magnitudes de la onda ideal con la onda calculada. Después de realizar un barrido de todos los puntos se obtiene un valor de error máximo de 0,15 lo cual indica que se va a tener menos del 1% de saturación del transformador de corriente. Los valores para el cálculo de error máximo se muestran en la tabla 25.

Tabla 25. Error máximo de saturación transformador de corriente CRV-AG

Valor Nominal	26.693
Valor IEEE C37.110	26.654
Error	0.15

2.2.1.3.1.2. Curva característica de la protección 87L CRV-AG

Para obtener la curva característica de la protección diferencial, se los realiza en base a los datos obtenidos del análisis de cortocircuito y a los parámetros de la línea de transmisión.

La corriente de carga capacitiva no afecta a los ajustes de la protección diferencial, debido a que la distancia de la línea es corta. En la tabla 26 se muestra un resumen de los valores obtenidos del análisis de cortocircuito y parámetros de la línea de transmisión.

Tabla 26. Parámetros de línea de transmisión CRV-AG

Corriente de Carga Capacitiva	Corriente de Carga Mínima	Corriente de Carga Máxima	Máximo Aporte de Corriente en Falla Externa (87L)	Corriente Mínima en Falla Interna	Corriente Máxima en Falla Interna	
Central Río Verde	0.00037	0.13	0.25	3.513	1.98	3.35
Agoyán				3.513	3.634	4.197

De los cálculos obtenidos de la saturación del transformador de corriente, se obtuvo un error máximo permitido de saturación menor al 1%, sin embargo para graficar la curva característica de la protección se va a realizar con un error máximo de saturación del 5%, suponiendo que sea el peor escenario posible.

Para graficar la característica diferencial, es necesario tener los datos de la corriente diferencial la cual es la suma de los fasores de las corrientes y la corriente de restricción, la cual es la máxima corriente de los 2 extremos de la línea de transmisión. En la figura 60 se muestra la curva de la característica diferencial.

De la gráfica de la figura 60, se grafica también la curva de característica de falla, que es la línea ideal sobre la cual van a estar los puntos de fallas; de la misma manera se puede observar que la protección diferencial no va a operar ante la saturación del transformador de corriente.

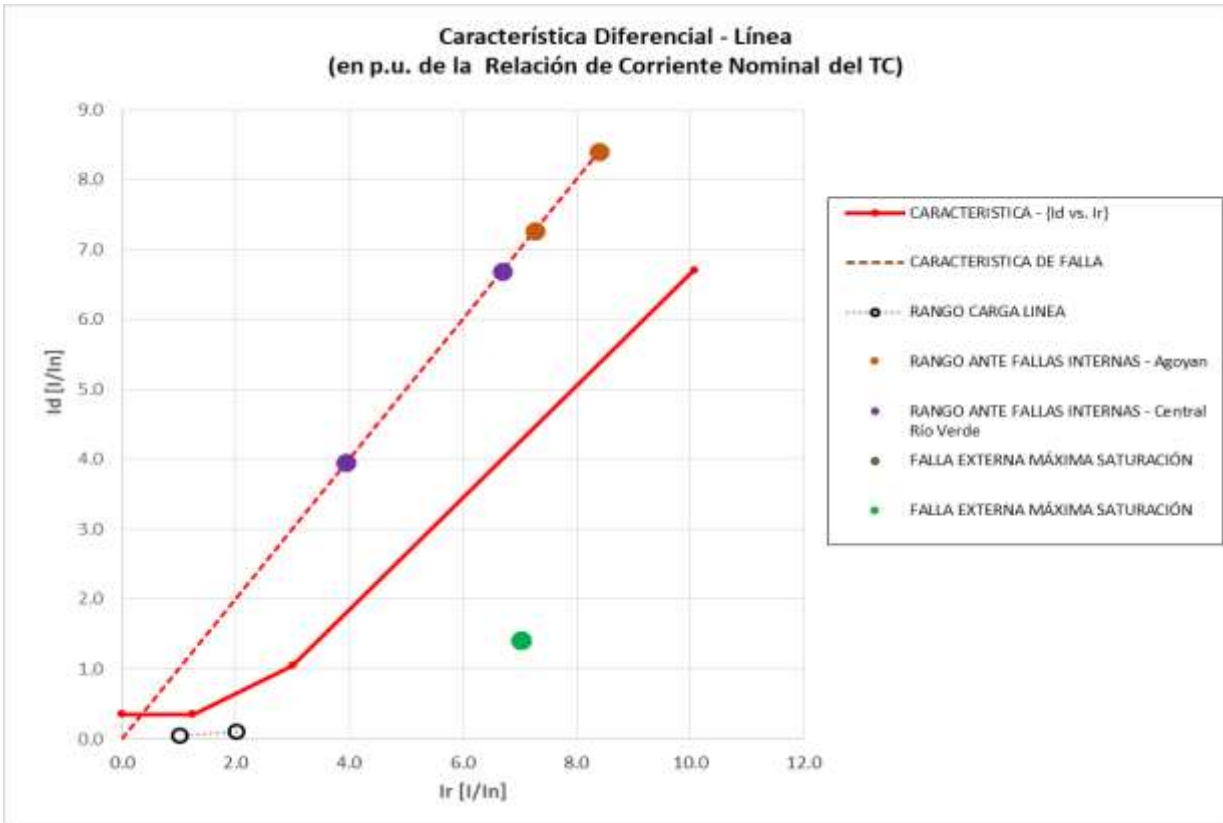


Fig. 60. Característica Diferencial – Línea CRV-AG

2.2.1.3.2. Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ)

En la tabla 27, se muestran los parámetros configurados para esta protección, los mismos que fueron tomados del manual del relé de protección.

Tabla 27. Parámetros configurados relé de protección ABB 670 Línea CRV-BÑ

AJUSTES 87L	
IdMin	0.35
SlopeSection1	0.00
EndSection1	1.25
SlopeSection2	0.40
EndSection2	3.00
SlopeSection3	0.80

Para obtener los valores de impedancias de secuencia y valores de corrientes de falla, es necesario la simulación de fallas internas y externas a la línea de transmisión en el software Digsilent. Se debe realizar la simulación para los siguientes escenarios:

- Falla externa trifásica en la barra de la Sub estación de la Central Rio Verde y Barra Sub estación Baños
- Falla externa monofásica en la barra de la Sub estación de la Central Rio Verde y Barra Sub estación Baños

Con la simulación de las fallas externas a la línea de transmisión, permite conocer la corriente máxima que circula por el transformador de corriente.

Para el caso de las fallas internas, se debe tomar en cuenta que la corriente de falla interna es igual a la corriente de falla en la barra menos la corriente de aporte de falla de la línea de transmisión.

Después de realizar las simulaciones en el software Digsilent, se obtuvo la información para fallas monofásicas y trifásicas internas y externas a la línea de transmisión, en la tabla 21 se muestra el resumen para la Central Rio Verde, que es el mismo realizado para la línea de transmisión Agoyán, y en la tabla 28 se muestra los aportes de corriente de falla para la Central Rio Verde y las tablas 29 y 30 para la Sub estación Baños.

Tabla 28. Aportes de corriente de falla en la Central Río Verde

Falla en:	Central Río Verde	APORTES DE CORRIENTES DE FALLA				Corriente -- > saturación 87L (kA)	Corriente por bahía (kA)
		Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte por el Elemento (kA)		Falla Externa en Agoyán (kA)		
			Falla Externa en CRV - Punto de Falla (kA)				
Corrientes Máximas	Trifásica	5.567	1.849		3.176	3.176	4.189
	Monofásica	5.730	1.541		3.131		
Corrientes Mínimas	Trifásica	5.290	1.670		3.059	NA	1.976
	Monofásica	5.410	1.384		2.061		

Tabla 29. Valores mínimos y máximos para fallas en la Sub estación Baños

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	3.3300	10.2600	0.0699	0.2155			
Z1	2.2100	7.8600	0.0464	0.1651	4.881	4.220	4.400
Z2	2.2300	7.9000	0.0468	0.1659			

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	2.7000	10.4600	0.0567	0.2197			
Z1	1.8900	8.2200	0.0397	0.1727	5.197	4.490	4.740
Z2	1.9100	8.2600	0.0401	0.1735			

Tabla 30. Aportes de corriente de falla en la Sub estación Baños

APORTES DE CORRIENTES DE FALLA						
Falla en:	Central Río Verde	Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte por el Elemento (kA)		Corriente -- > saturación 87L (kA)	Corriente e por bahía (kA)
			Falla Externa en CRV - Punto de Falla (kA)	Falla Externa en Agoyán (kA)		
Corrientes Máximas	Trifásica	5.197	3.176	1.849	3.176	3.176
	Monofásica	4.740	3.131	1.541		
Corrientes Mínimas	Trifásica	4.881	2.961	1.670	NA	1.341
	Monofásica	4.400	3.059	1.384		

2.2.1.3.1.1. Análisis de Saturación Transformador de Corriente

En la figura 61 se muestra los datos ingresados en la hoja de cálculo, los cuales se obtuvieron del análisis de cortocircuito, así como también se indica la curva de saturación del transformador de corriente.

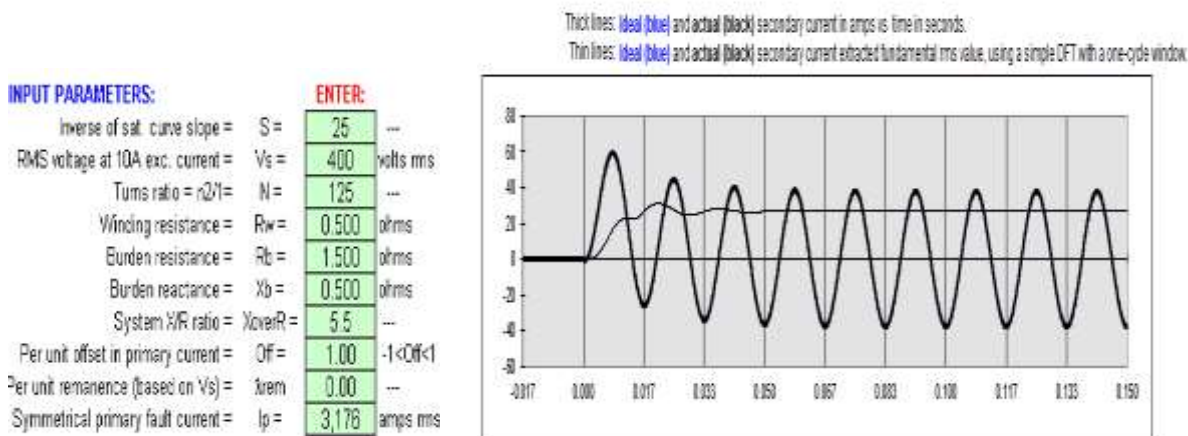


Fig. 61. Parámetros y curva de saturación de TC línea de transmisión CRV – BÑ

Con los valores ingresados, se puede observar que no se van a presentar problemas de saturación del transformador de corriente, debido a que en la curva de saturación la curva ideal es igual a la curva actual.

A continuación es importante calcular el porcentaje de máxima saturación del transformador de corriente, el cual se obtiene de restar las magnitudes de la onda ideal con la onda calculada. Después de realizar un barrido de todos los puntos se obtiene un valor de error máximo de 0,05 lo cual indica que se va a tener menos del 1% de saturación del transformador de corriente. Los valores para el cálculo de error máximo se muestran en la tabla 31.

Tabla 31. Error máximo de saturación transformador de corriente CRV-BÑ

Valor Nominal	25.337
Valor IEEE C37.110	25.325
Error	0.05

2.2.1.3.1.2. Curva característica de la protección 87L CRV-BÑ

Para obtener la curva característica de la protección diferencial, se los realiza en base a los datos obtenidos del análisis de cortocircuito y a los parámetros de la línea de transmisión.

La corriente de carga capacitiva no afecta a los ajustes de la protección diferencial, debido a que la distancia de la línea es corta. En la tabla 32 se muestra un resumen de los valores obtenidos del análisis de cortocircuito y parámetros de la línea de transmisión.

Tabla 32. Parámetros de línea de transmisión CRV-BÑ

Corriente de Carga Capacitiva	Corriente de Carga Mínima	Corriente de Carga Máxima	Máximo Aporte de Corriente en Falla Externa (87L)	Corriente Mínima en Falla Interna	Corriente Máxima en Falla Interna	
Central Río Verde	0.00063	0.13	0.25	3.176	3.62	4.19
Agoyán				3.176	1.341	3.176

De los cálculos obtenidos de la saturación del transformador de corriente, se obtuvo un error máximo permitido de saturación menor al 1%, sin embargo para graficar la curva característica de la protección se va a realizar con un error máximo de saturación del 5%, suponiendo que sea el peor escenario posible.

Para graficar la característica diferencial, es necesario tener los datos de la corriente diferencial la cual es la suma de los fasores de las corrientes y la corriente de

restricción, la cual es la máxima corriente de los 2 extremos de la línea de transmisión. En la figura 62 se muestra la curva de la característica diferencial.

De la gráfica de la figura 62, se grafica también la curva de característica de falla, que es la línea ideal sobre la cual van a estar los puntos de fallas; de la misma manera se puede observar que la protección diferencial no va a operar ante la saturación del transformador de corriente.

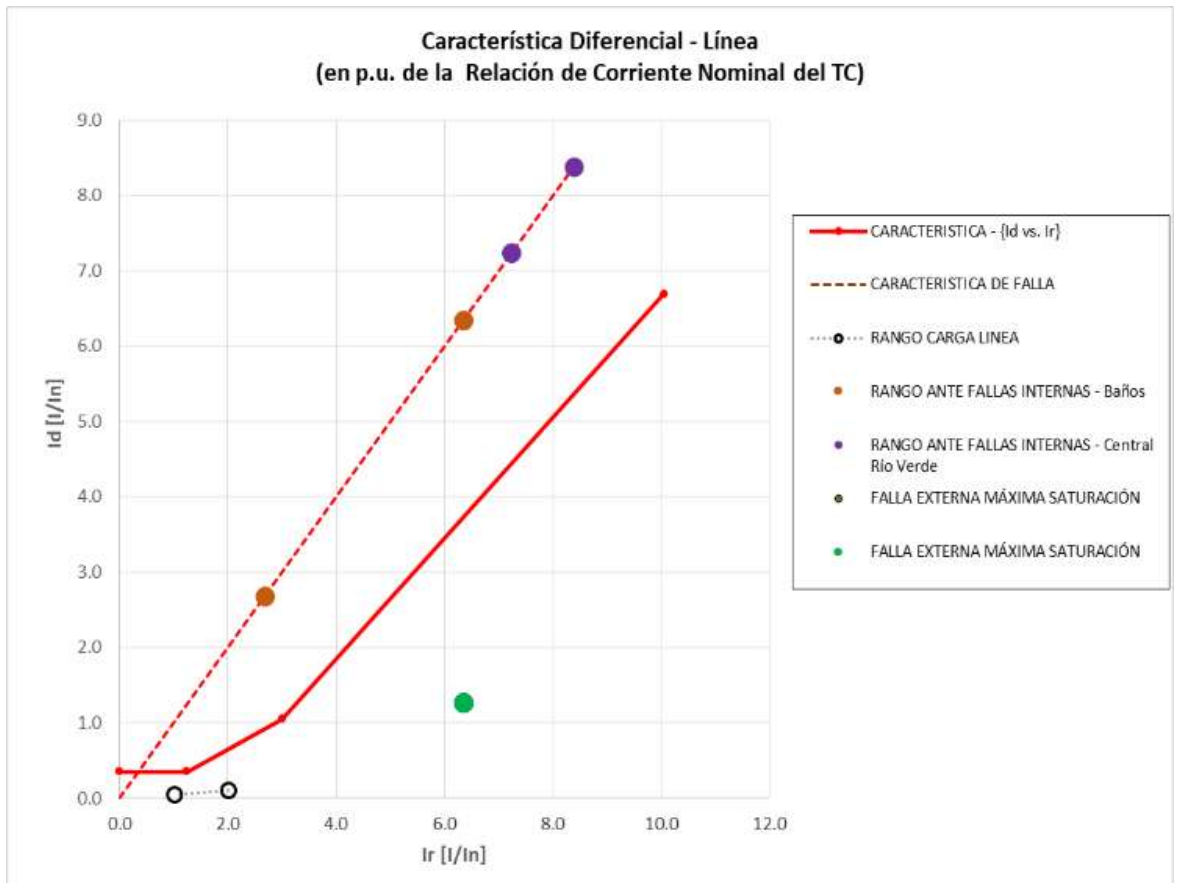


Fig. 62. Característica Diferencial – Línea CRV-BÑ

2.2.2. Transformador de Potencia

Con la información obtenida en el numeral 2.1.3. Transformador de Potencia, se realiza el cálculo para la obtención de las corrientes nominales de transferencia a las que trabaja el transformador.

En la tabla 33 se indica el resumen de las corrientes de transferencia obtenidas.

Tabla 33. Corrientes de transferencia transformador principal

CORRIENTES DE TRANSFERENCIA				
VARIABLES		ESCENARIOS		
		Mínima	Máxima	Nominal
Potencia Aparente (MVA)		10.00	12.00	12
Voltaje (kV)	Primario HV [kV]: - 69	69.00	69.00	69
	Secundario MV [kV]: - 6,9	6.90	6.90	6.9
Corriente (A)	Primario HV [kV]: - 69	83.67	100.41	100.41
	Secundario MV [kV]: - 6,9	836.74	1004.09	1004.09

Adicionalmente para obtener todos los parámetros y datos de operación del transformador es necesario calcular las corrientes por devanado en alta y baja tensión. Para realizar este cálculo, inicialmente se debe obtener los datos de los transformadores de corriente conectados al transformador de potencia. En la tabla 34 se indica la información de los transformadores de corriente conectados en el lado de alta, baja y neutro del transformador.

Tabla 34. Transformadores de corriente para el transformador principal

Tensión referencial	TC - TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC
Alta tensión (H - 69 kV)	RTC	125	1	125
Baja tensión (X - 6,9 kV)	RTC	1000	1	1000
Neutro (Ho-Xo)	RTC	100	1	100

Con la impedancia de cortocircuito obtenida mediante la simulación en el software Digsilent, y que se muestra en la tabla 9, se calcula el límite de corriente para fallas externas en pu, estos valores se indican en la tabla 35. De la misma manera en la tabla 36 se muestra un resumen de los datos eléctricos del transformador, los mismos que son necesarios para la simulación.

Tabla 35. Parámetros del transformador de potencia

Potencia Nominal	12
Límite de Corriente en Falla Externa [pu] 100/Impedancia de cortocircuito	12.69

Tabla 36. Parámetros eléctricos transformador principal

VALORES BASE	Primario HV [kV]:	Secundario ML [kV]:
Potencia base (MVA)		100
Voltaje Base (kV)	69.0	6.9
Corriente Base (kA)	0.837	8.367
Impedancia base (Ω)	47.610	0.476

Para obtener los parámetros y curvas de las protecciones instaladas actualmente, se utilizó el software Enervista para el relé General Electric SR745, que es el usado para la protección del transformador.

En la figura 63 se muestra la versión del software usado para la obtención de los datos configurados en el relé de protección GE SR745.

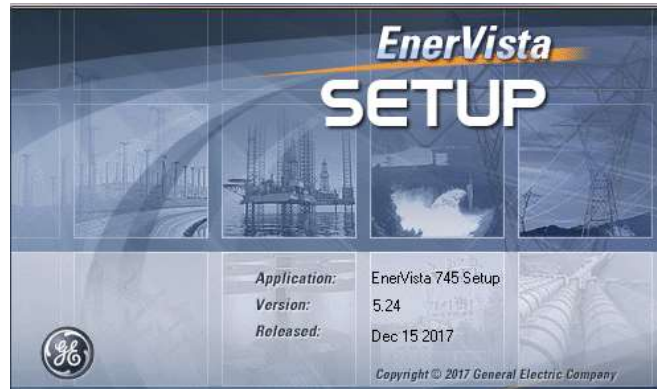


Fig. 63. Software de programación relé GE – SR745

2.2.2.1. Protección diferencial ANSI 87T

En la figura 64, se muestra los principales parámetros configurados para esta protección en el relé de protección.

Percent Differential		Instantaneous Differential		Energization Inhibit	
SETTING	PARAMETER	SETTING	PARAMETER	SETTING	PARAMETER
Percent Differential Function	Enabled	Inst Differential Function	Enabled	Energization Inhibit Function	Enable
Percent Differential Relays	Relay : None	Inst Differential Relays	Relay : None	Energization Inhibit Parameters	2nd
Percent Differential Target	Latched	Inst Differential Target	Latched	Harmonic Averaging (energization inhibit)	Enable
Percent Differential Pickup	0.30 x CT	Inst Differential Pickup	8.00 x CT	Energization Inhibit Level	20.0
Percent Differential Slope 1	25 %	Inst Differential Block	Disabled	Energization Inhibit Duration	0.10
Percent Differential Break Point	2.0 x CT				
Percent Differential Slope 2	100 %				
Percent Differential Block	Disabled				

Fig. 64. Parámetros configurados en relé de protección SR745

Para conocer como está trabajando actualmente la protección diferencial, se debe realizar un análisis de cortocircuito con la configuración instalada actualmente, para obtener los valores de impedancias de secuencia y valores de corrientes de falla, es necesario la simulación en el software Digsilent, para lo cual primero se debe configurar una falla trifásica en le barra de 69 kV y 6,9 kV, después de configurar la falla, se ejecuta la simulación, en la figura 65 se muestran los valores de una falla trifásica en la barra de 69 kV y en la figura 66 se muestra los valores de una falla trifásica en la barra de 6,9 kV

De igual manera se debe realizar la simulación para fallas monofásicas, en la figura 67 se muestran los valores de una falla monofásica en la barra de 69 kV y en la figura 68 se muestra los valores de una falla monofásica en la barra de 6,9 kV.

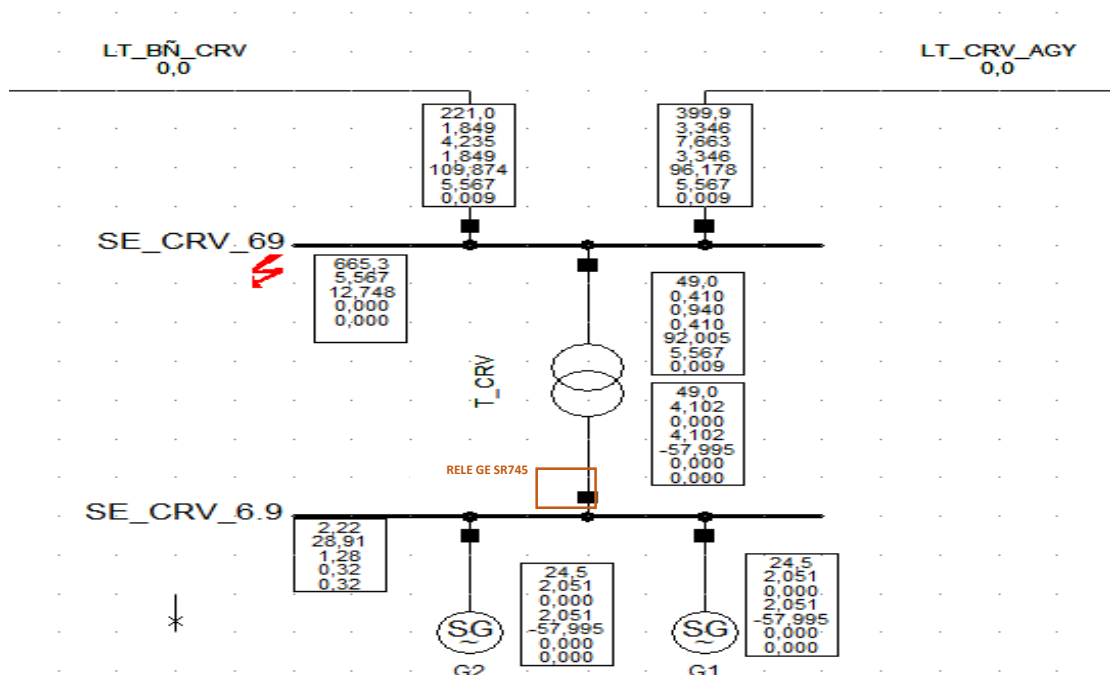


Fig. 65. Valores obtenidos para una falla trifásica en la barra de 69 kV

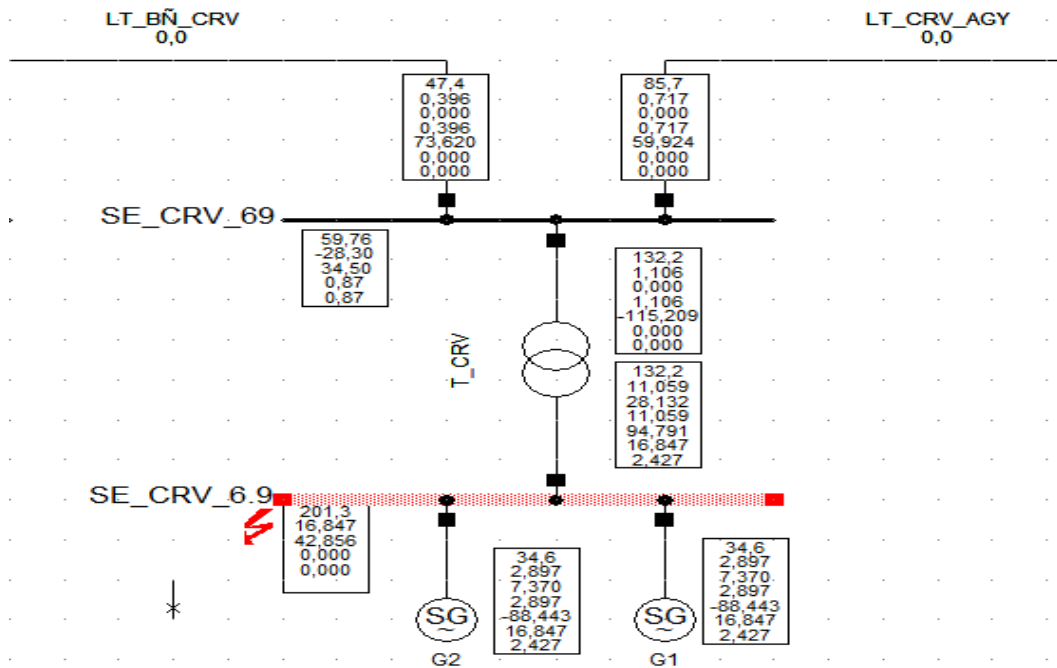


Fig. 66. Valores obtenidos para una falla trifásica en la barra de 6,9 kV

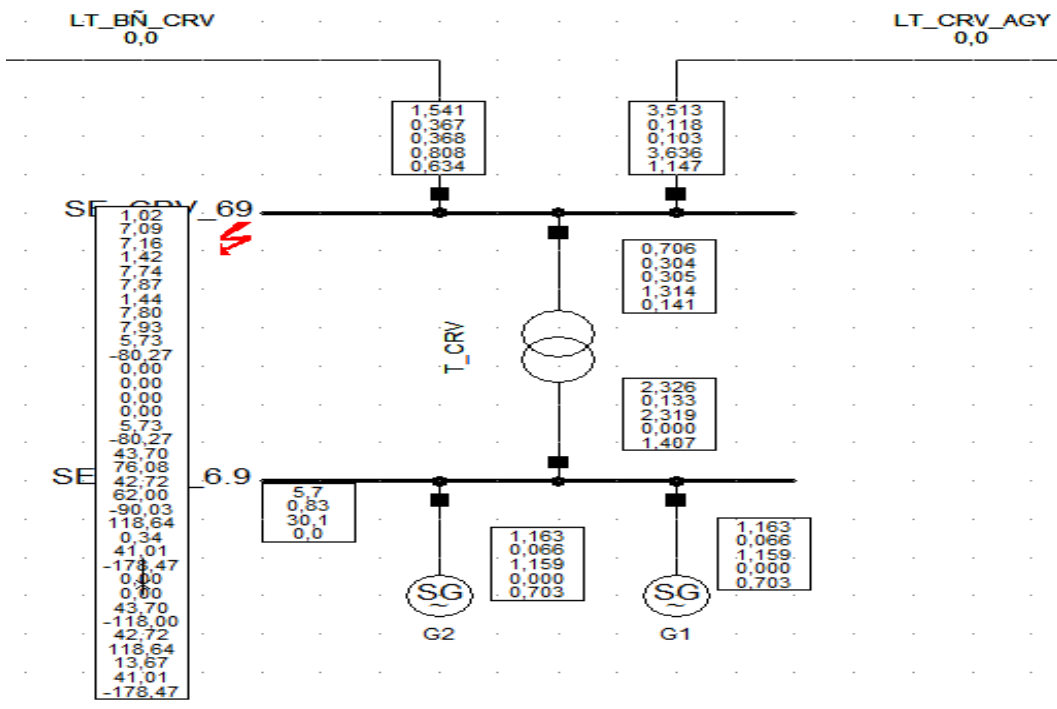


Fig. 67. Valores obtenidos para una falla monofásica en la barra de 69 kV

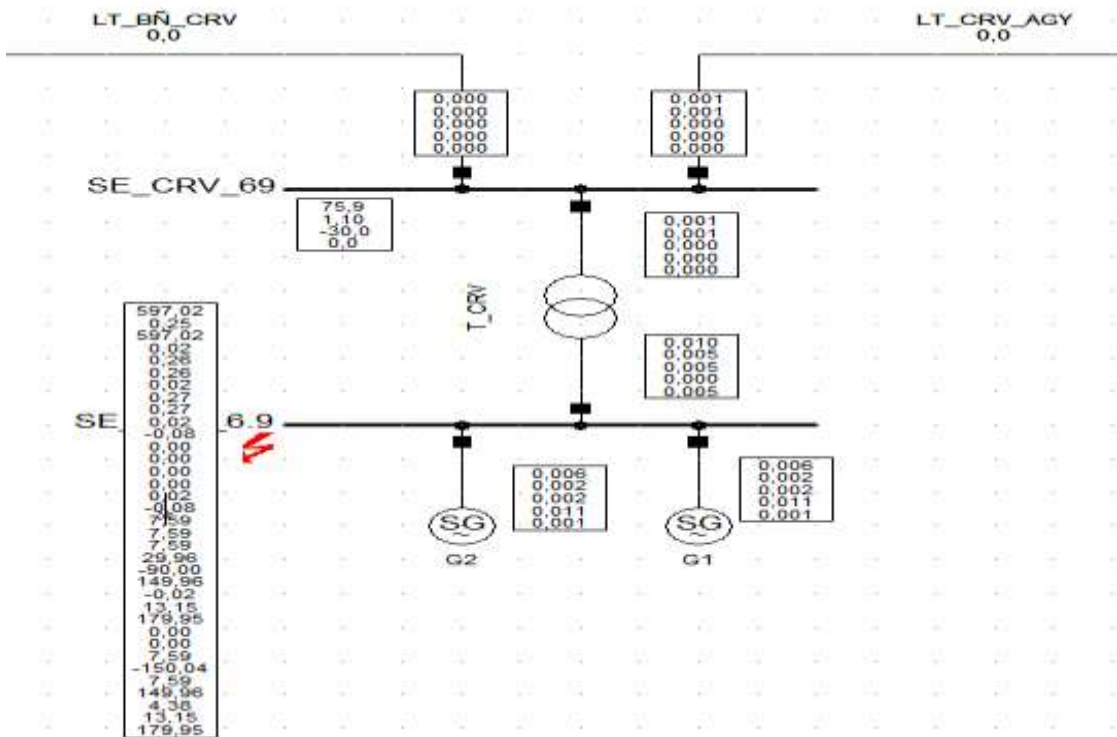


Fig. 68. Valores obtenidos para una falla monofásica en la barra de 6.9 kV

La información obtenida en las simulaciones para fallas monofásicas, trifásicas en las barras de 6.9 kV y 69 kV, se resume en las tablas 37,38 y 39.

Tabla 37. Valores mínimos y máximos para fallas en barra de 6.9 kV

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251			
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461	15.43	13.04	0.02
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona.				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251			
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461	16.85	14.24	0.02
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			

Tabla 38. Aportes de corriente de falla en barra de 6.9 kV

APORTES DE FALLA - CORRIENTES DE FASE					
Falla en:	RÍO VERDE CHICO - 6,9 kV	Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte de Fase por el elemento (kA)	Corriente --> saturación 87T (kA)	Corriente por bahía (kA)
Corrientes Máximas	Trifásica	16.847	11.059	11.059	5.788
	Monofásica	0.020	0.010		
Corrientes Mínimas	Trifásica	15.425	10.164	NA	0.011
	Monofásica	0.020	0.009		

Tabla 39. Aportes de corriente de falla de secuencia cero en barra de 6.9 kV

Falla Monofásica en: RÍO VERDE CHICO - 6,9 kV -->0,02 kA		
Aporte 3I0 por Alta (kA)	Aporte 3I0 por Baja (kA)	Aporte 3I0 - Neutro Autotrafo (kA)
0.00	0.00	0

2.2.2.1.1. Análisis de Saturación Transformador de Corriente

En la figura 69 se muestra los datos ingresados en la hoja de cálculo, los cuales se obtuvieron del análisis de cortocircuito, así como también se indica la curva de saturación del transformador de corriente para el lado de alta; y en la figura 70 se muestran los resultados para el lado de baja

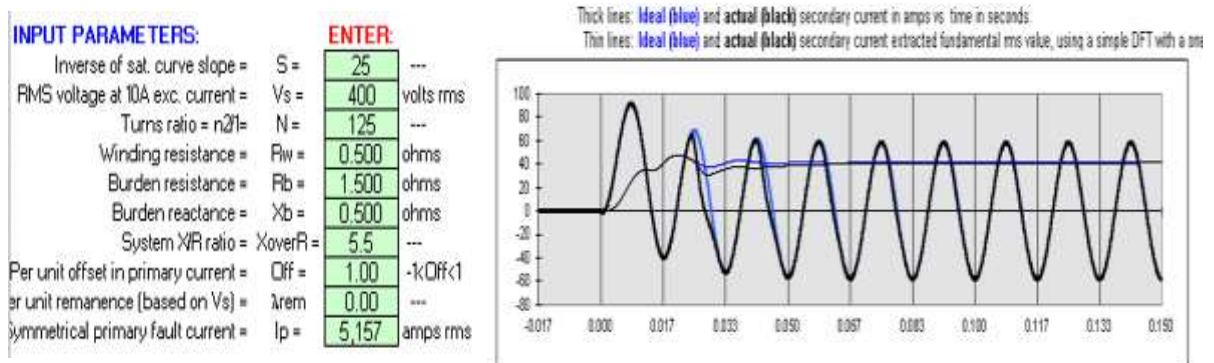


Fig. 69. curva de saturación de TC Transformador de potencia lado alta

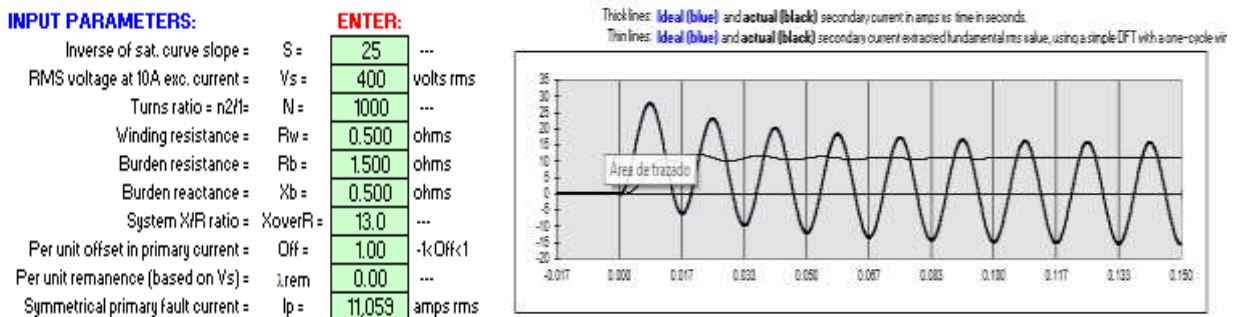


Fig. 70. Curva de saturación de TC Transformador de potencia lado de baja

Con los valores ingresados, se puede observar que se tiene problemas de saturación en el transformador de corriente en el lado de alta, debido a que se tiene saturación a partir del segundo ciclo, mientras que para el lado de baja no se presenta problemas de saturación.

A continuación es importante calcular el porcentaje de máxima saturación del transformador de corriente, el cual se obtiene de restar las magnitudes de la onda ideal con la onda calculada. Después de realizar un barrido de todos los puntos se obtiene un valor de error máximo de 0,03 en el lado de baja, y de 18.41 en el lado de alta. Los valores para el cálculo de error máximo se muestran en la tabla 40.

Tabla 40. Error máximo de saturación TC's lado de baja y lado de alta

	Lado Baja	Lado Alta
Valor Nominal	11.027	31
Valor IEEE C37.110	11.024	38
Error	0.03	18.41

2.2.2.1.2. Curva característica de la protección 87T

Para obtener la curva característica de la protección diferencial, se los realiza en base a los datos obtenidos del análisis de cortocircuito y a los parámetros de del transformador, tomados de los datos de placa

En la tabla 41 se muestra un resumen de los valores obtenidos del análisis de cortocircuito y de los parámetros del transformador.

Tabla 41. Parámetros eléctricos del transformador de potencia

DEVANADO REFERENCIAL	CORRIENTE PRIMARIA POR DEVANADO [kA]						
	Corriente de Carga Mínima	Corriente de Carga Máxima	Máximo Aporte de Corriente en Falla Externa	Límite de Aporte de Corriente en Falla Externa	Corriente Mínima en Falla Interna	Corriente Máxima en Falla Interna	Mínimo Aporte de Corriente en Falla Externa
Alta tensión (H - 69 kV)	0.084	0.100	0.706	1.274	4.765	5.157	0.373
Baja tensión (X - 6,9 kV)	0.837	1.004	11.059	12.742	0.011	5.788	0.009

De los cálculos obtenidos de la saturación del transformador de corriente, se obtuvo un error máximo permitido de saturación del 0.18%

Para graficar la característica diferencial, es necesario tener los datos de la corriente diferencial la cual es la suma de los fasores de las corrientes y la corriente de restricción, la cual es la máxima corriente de los 2 lados del transformador. En la figura 71 se muestra la curva de la característica diferencial, de esta gráfica, se grafica también la curva de característica de falla, que es la línea ideal sobre la cual van a estar los puntos de fallas; de la misma manera se puede observar que la protección diferencial no va a operar ante la saturación del transformador de corriente.

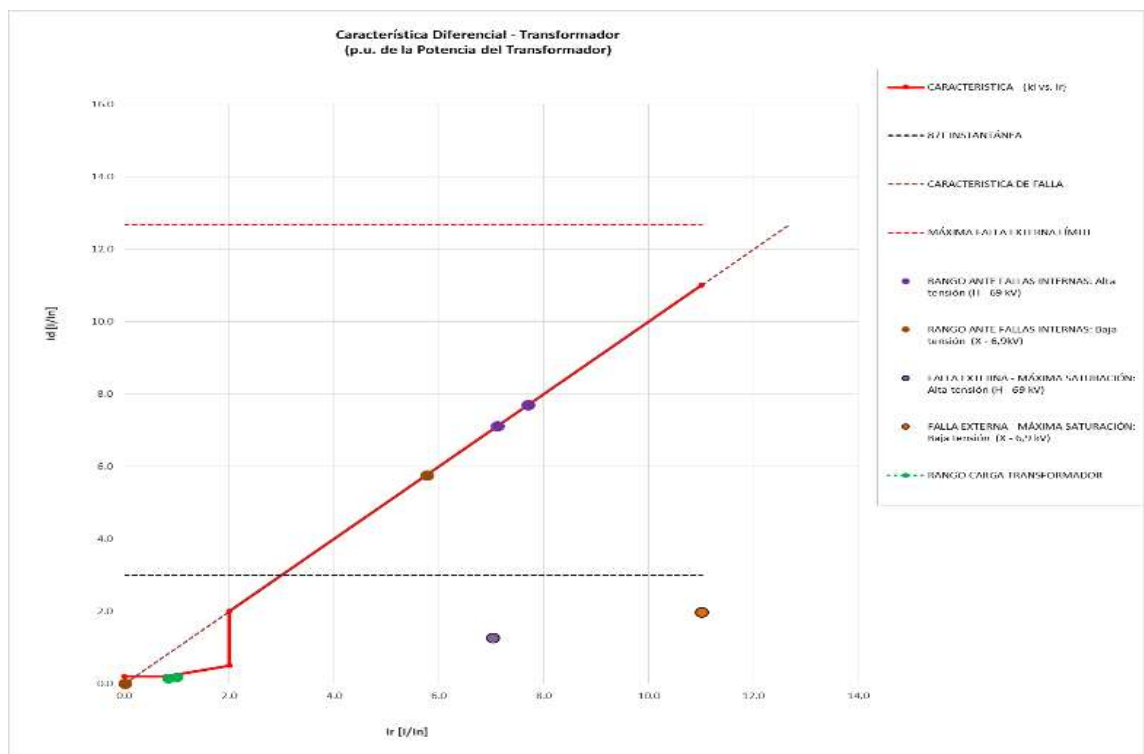


Fig. 71. Característica Diferencial transformador

2.2.2.2. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51

La protección de respaldo del transformador es la protección de sobrecorriente, la cual debe tener la característica temporizada para que trabaje en coordinación con la protección diferencial. Para obtener los parámetros configurados en el relé de protección para esta protección, se utilizó el software Enervista.

Después de la obtención de los parámetros configurados en el transformador de potencia, se pudo determinar que no tiene habilitada la protección temporizada de

sobre corriente, y se encuentra habilitada la protección instantánea. Al no tener habilitada la función temporizada, se puede tener disparos erróneos por mala coordinación con la protección diferencial.

En la figura 72 se muestra los parámetros configurados en el relé de protección para la característica de sobre corriente.

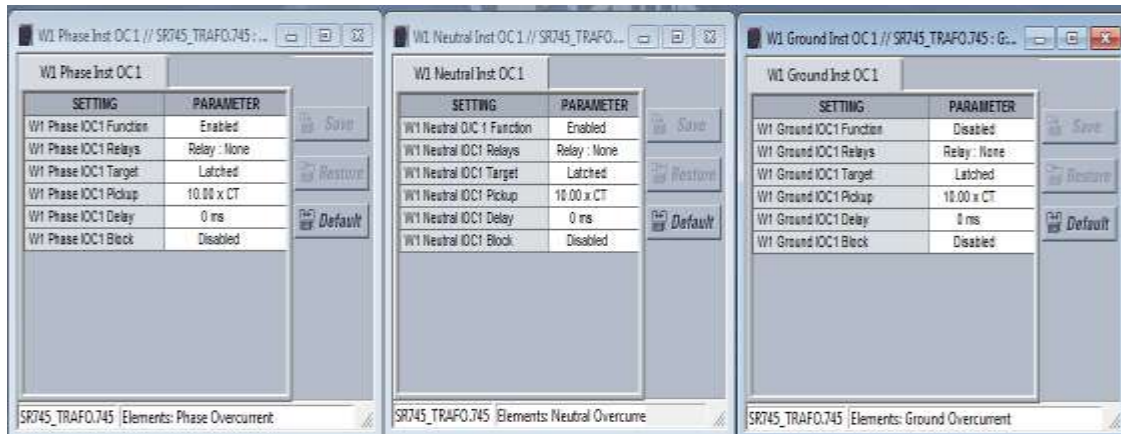


Fig. 72. Protección sobre corriente configurada actualmente en transformador

En la tabla 42 se indica un resumen de los parámetros configurados actualmente de esta protección para el transformador de potencia

Tabla 42. Ajustes actuales de la protección de sobrecorriente configurados

Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Alta tensión (H - 69 kV)	Phase TOC	120	0.96	-	0.70	IEC Short Inverse
Baja tensión (X - 6,9 kV)	Phase TOC	1200	1.2	-	0.70	IEC Short Inverse
Baja tensión (X - 6,9 kV)	Phase IOC	3600	3.6	10	-	Tiempo Definido
Neutro (Ho-Xo)	Ground - IOC1	80	0.80	5000	-	Tiempo Definido
Neutro (Ho-Xo)	Ground - IOC2	120	1.20	3000	-	Tiempo Definido

Con los datos configurados en el relé de protección, se realizó la simulación en el software Digsilent, obteniendo la curva de la figura 73 para fase y tierra para una falla monofásica.

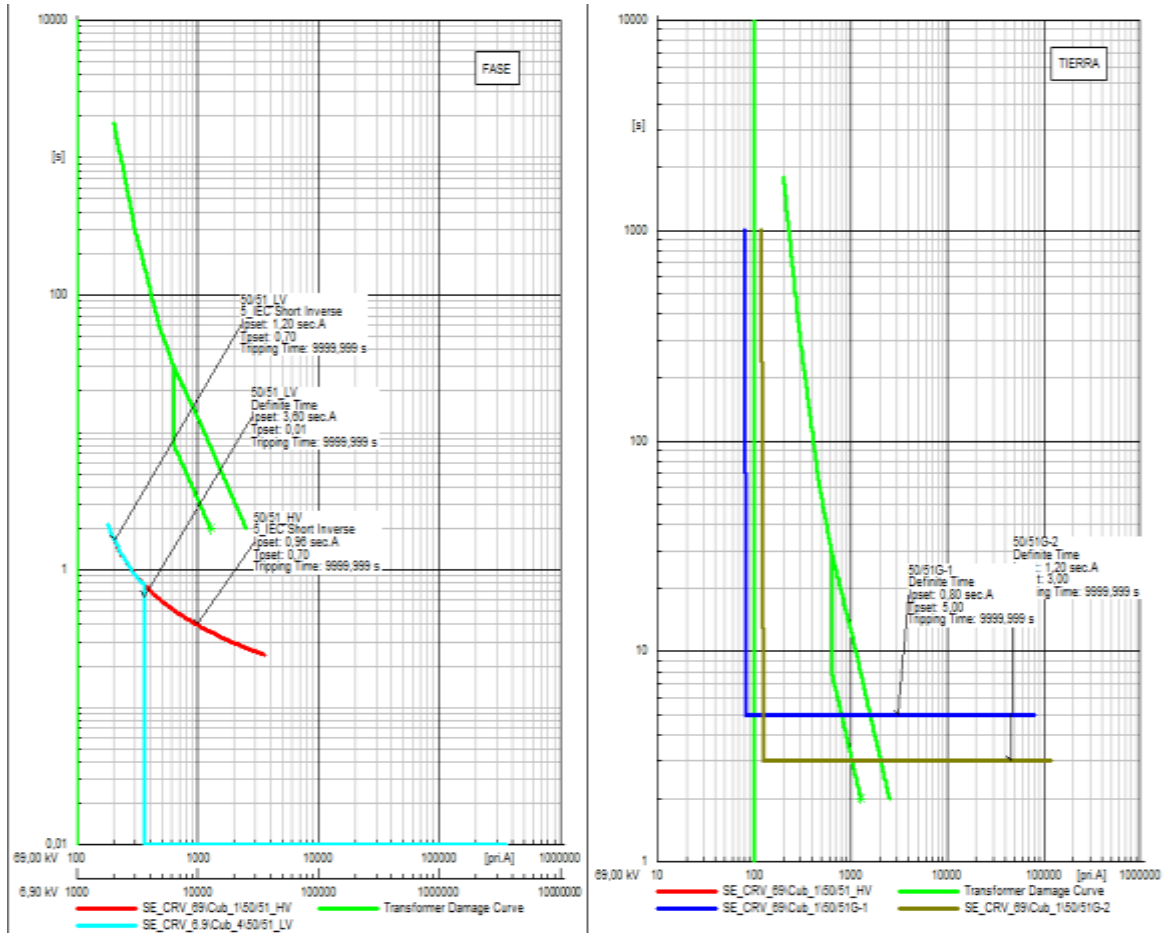


Fig. 73. Curva característica de sobre corriente transformador principal

2.2.3. Protección Generador Eléctrico

Con la información obtenida en el numeral 2.1.2. Generador Eléctrico, se realiza el cálculo para la obtención de las corrientes nominales de transferencia a las que opera el generador en condiciones normales. En la tabla 43 se indica el resumen de las corrientes de transferencia obtenidas. Para el análisis de las protecciones instaladas actualmente, se va a realizar para un generador en vista que el otro generador de la Central es de las mismas características y tienes el mismo comportamiento dentro del sistema.

Tabla 43. Corrientes de transferencia generador

VARIABLES	ESCENARIOS		
	Mínima	Máxima	Nominal
Potencia Aparente (MVA)	3.00	5.90	5.90
Voltaje [kV]	6.90	6.90	6.90
Corriente [A]	251.02	493.68	493.68

Adicionalmente para obtener todos los parámetros y datos de operación del generador es necesario calcular las corrientes en el lado de aterrizamiento neutro y en el lado de los bornes de salida. Para realizar este cálculo, inicialmente se debe obtener los datos de los transformadores de corriente conectados al generador. En la tabla 44 se indica la información de estos transformadores de corriente.

Tabla 44. Transformadores de corriente para el generador

Tensión referencial	TC - TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC
Lado A (H - 6.9kV)	RTC	500	1	500
Lado B (X - 6.9kV)	RTC	500	1	500
Neutro (Ho-Xo)	RTC	10	1	10

Para la simulación en el software Digsilent, es necesario tener un resumen de los datos eléctricos del generador, los mismos que se muestran en la tabla 45.

Tabla 45. Parámetros eléctricos generador

VALORES BASE	Valor
Potencia base (MVA)	100
Voltaje Base (kV)	6.9
Corriente Base (kA)	8.367
Impedancia base (W)	0.476

Para obtener los parámetros y curvas de las protecciones instaladas actualmente, se utilizó el software Enervista para el relé General Electric SR489, que es el usado para la protección del generador.

En la figura 74 se muestra la versión del software usado para la obtención de los datos configurados en el relé de protección GE SR489.



Fig. 74. Software de programación relé GE – SR489

2.2.3.1. Protección diferencial ANSI 87T

En la figura 75, se muestra los principales parámetros configurados para esta protección en el relé de protección.

SETTING [GROUP 1]	PARAMETER
PHASE DIFFERENTIAL	
Phase Differential Trip	Latched
Assign Rrip Relays (1-4)	Relays 1-2-3-4
Differential Trip Min. Pickup	0.10 x CT
Differential Trip Slope 1	10 %
Differential Trip Slope 2	20 %
Differential Trip Delay	0 Cycles

Fig. 75. Parámetros configurados en relé de protección SR489

Para conocer como está trabajando actualmente la protección diferencial, se debe realizar un análisis de cortocircuito con la configuración instalada actualmente, para lo cual inicialmente se debe ingresar los datos del generador en el software Digsilent.

Para posteriormente obtener los valores de impedancias de secuencia y valores de corrientes de falla, es necesario la simulación de fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en el lado de salida de los bornes del generador y en el lado de aterrizamiento, después de configurar la falla se ejecuta la simulación, para todos estos escenarios.

La información obtenida en las simulaciones para fallas bifásicas, monofásicas y trifásicas en el lado A del generador que corresponde al lado de salida de los bornes se resume en las tablas 46,47 y 48 respectivamente.

Tabla 46. Valores mínimos y máximos para fallas en lado A

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251	15.43	13.04	0.02
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461			
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona.				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251	16.85	14.24	0.02
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461			
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			

Tabla 47. Aportes de corriente de falla en lado A

APORTES DE FALLA - CORRIENTES DE FASE					
GENERADOR	APORTE-LADO A	Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte de Fase por el elemento (kA)	Corriente --> saturación 87G (kA)	Corriente por bahía (kA)
Corrientes Máximas	Trifásica	16.847	13.953	13.953	13.953
	Monofásica	0.020	0.016		
Corrientes Mínimas	Trifásica	15.425	12.794	NA	0.015
	Monofásica	0.020	0.015		

Tabla 48. Aportes de corriente de falla de secuencia cero en lado A

Falla Monofásica en: GENERADOR APORTE LADO A -->0,02 kA	
Aporte 3I0 por Lado A (kA)	Aporte 3I0 - Neutro (kA)
0.01	0,01

Se debe realizar el mismo análisis para el lado B del generador que corresponde al lado de aterrizamiento, esta información se resume en las tablas 49, 50,51 respectivamente.

Tabla 49. Valores mínimos y máximos para fallas en lado B

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Mínima Generación despachada en la Zona				MÍNIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Mínimas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251	15.43	13.04	0.02
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461			
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA	Máxima Generación despachada en la Zona.				MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO - NORMA IEC 60909 (Máximas Corrientes)		
	OHMS		PU		Trifásica (kA)	Bifásica (kA)	Monofásica (kA)
	R	X	R	X			
Z0	597.0200	0.2500	1253.9803	0.5251	16.85	14.24	0.02
Z1	0.0200	0.2600	0.0420	0.5461			
Z2	0.0200	0.2700	0.0420	0.5671			

Tabla 50. Aportes de corriente de falla en lado B

GENERADOR	APORTE-LADO A	Corriente en Punto de Falla (kA)	Aporte de Fase por el elemento (kA)	Corriente --> saturación 87G (kA)	Corriente por bahía (kA)
Corrientes Máximas	Trifásica	16.847	2.897	2.897	2.897
	Monofásica	0.020	0.006		
Corrientes Mínimas	Trifásica	15.425	2.634	NA	0.010
	Monofásica	0.020	0.010		

Tabla 51. Aportes de corriente de falla de secuencia cero lado B

Falla Monofásica en: GENERADOR APORTE LADO B -->0,02 kA	
Aporte 3I0 por Lado A (kA)	Aporte 3I0 - Neutro (kA)
0.01	0,01

2.2.3.1.1. Análisis de Saturación Transformador de Corriente

En la figura 76 se muestra los datos ingresados en la hoja de cálculo, los cuales se obtuvieron del análisis de cortocircuito, así como también se indica la curva de saturación del genera de corriente

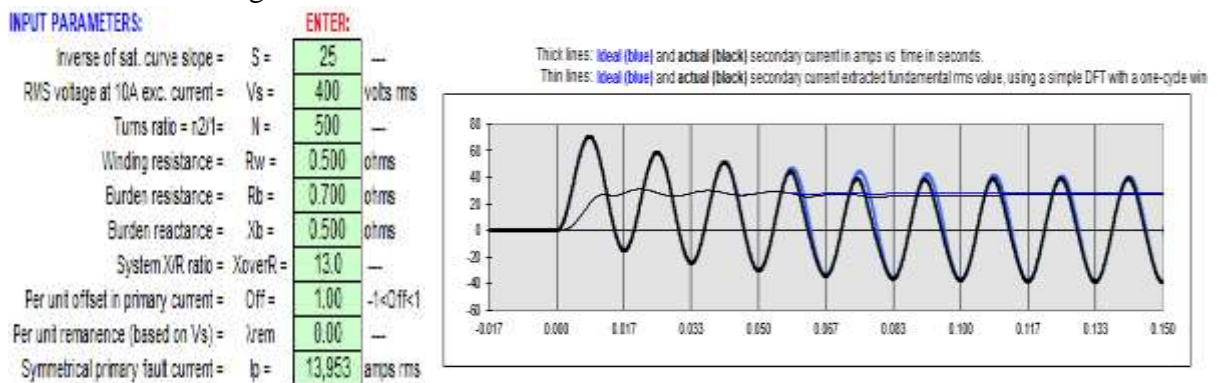


Fig. 76. Parámetros y curva de saturación de TC del generador

Con los valores ingresados, se puede observar que se tiene problemas de saturación en el transformador de corriente a partir del tercer ciclo, a pesar que es mínima y no afecta a la operación de la protección diferencial.

A continuación se debe calcular el porcentaje de máxima saturación del transformador de corriente, el cual se obtiene de restar las magnitudes de la onda ideal con la onda calculada. Después de realizar un barrido de todos los puntos se obtiene un valor de error máximo de 7%. Los valores para el cálculo de error máximo se muestran en la tabla 52.

Tabla 52. Error máximo de saturación transformador de corriente del generador

Valor Nominal	27
Valor IEEE C37.110	25
Error	7

2.2.3.1.2. Curva característica de la protección 87G

Para obtener la curva característica de la protección diferencial, se los realiza en base a los datos obtenidos del análisis de cortocircuito y a los parámetros del generador. En la tabla 53 se muestra un resumen de los valores obtenidos del análisis de cortocircuito y parámetros del generador.

Tabla 53. Parámetros del generador obtenidos de la simulación

DEVANADO REFERENCIAL	CORRIENTE PRIMARIA POR DEVANADO [kA]					
	Corriente de Carga Mínima	Corriente de Carga Máxima	Máximo Aporte de Corriente en Falla Externa	Corriente Mínima en Falla Interna	Corriente Máxima en Falla Interna	Mínimo Aporte de Corriente en Falla Externa
GENERADOR - APOORTE - LADO A	0.251	0.494	13.953	0.015	13.953	0.010
GENERADOR - APOORTE - LADO B	0.251	0.494	2.897	0.010	2.897	0.015

Para graficar la característica diferencial, es necesario tener los datos de la corriente diferencial la cual es la suma de los fasores de las corrientes de los 2 extremos del generador; y la corriente de restricción, la cual es la máxima corriente dividida para 2, estos datos son tomados del manual del relé. En la figura 77 se muestra la curva de la característica diferencial. En donde se tiene graficado la curva de característica de falla, que es la línea ideal sobre la cual van a estar los puntos de fallas; de la

misma manera se puede determinar que los ajustes que están configurados, son adecuados para trabajar sin que se tenga disparos erróneos

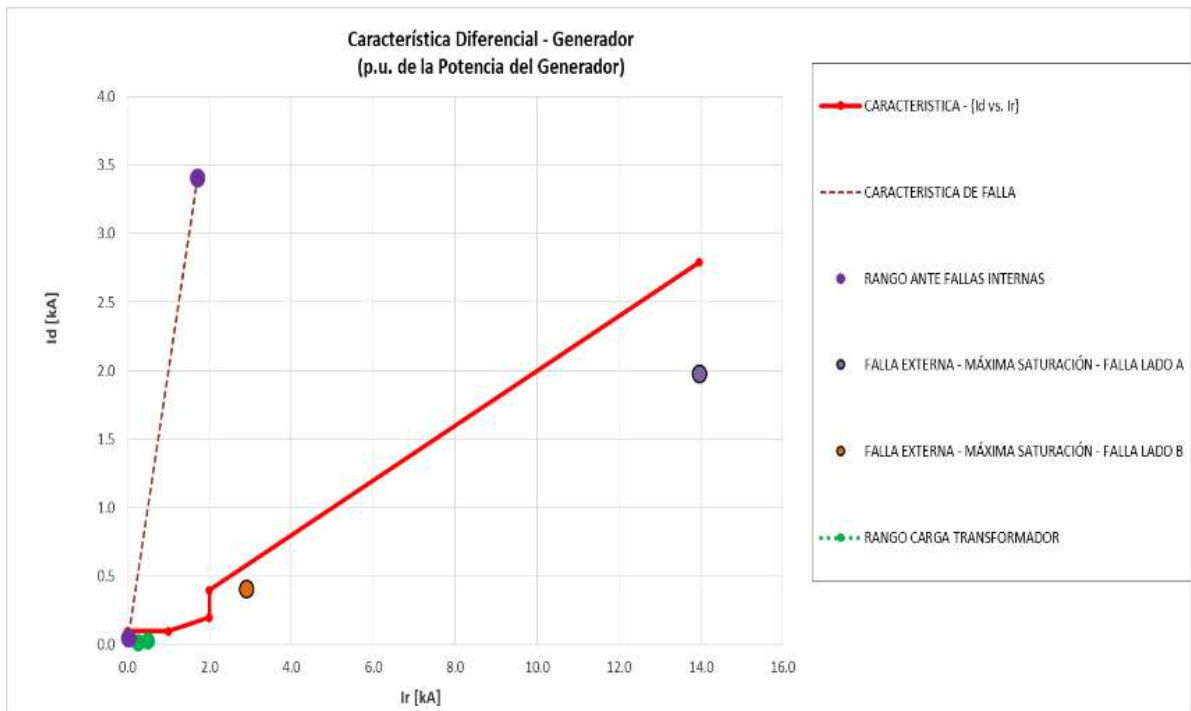


Fig. 77. Característica Diferencial – Generador

2.2.3.2. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51

La función característica para la protección de un generador es la función de sobrecorriente de fase controlada por voltaje ANSI 51V, y la función de sobrecorriente a tierra sensitiva ANSI 51G. Actualmente el generador no tiene habilitada la función controlada por voltaje, pero si tiene configurada la función de sobrecorriente de fase, para obtener los parámetros configurados en el relé de protección para esta función, se utilizó el software Enervista.

2.2.3.2.1. Protección sobre corriente a tierra ANSI 51G

La función de esta característica es la de disparar el generador cuando existan corrientes pequeñas de fallas a tierra. En la figura 78 se muestra los parámetros configurados en el relé de protección para esta función.

Ground O/C	
SETTING [GROUP 1]	PARAMETER
GROUND O/C ALARM AND TRIP	
Ground O/C Alarm	Off
GROUND O/C TRIP	
Ground O/C Trip	Latched
Ground O/C Trip Relays	Relays 1-2-3-4
Ground O/C Trip Pickup	0.10 x CT
Ground O/C Curve Shape	Definite Time
Ground O/C Curve Multiplier	1.00
Ground O/C Curve Reset	Instantaneous

SR489_U1.489 | Protection: Current Elements

Fig. 78. Configuración protección sobre corriente a tierra del generador

Para conocer el comportamiento del generador, se simula el flujo de potencia, lo que permite observar cómo va a trabajar la protección en operación normal en caso de existir un desbalance. En la figura 79 se muestra la simulación del flujo de potencia así como los valores obtenidos, en donde se tiene que la corriente I_{0x3} es igual a cero por lo que se garantiza que la protección no va a disparar cuando existan desbalances.

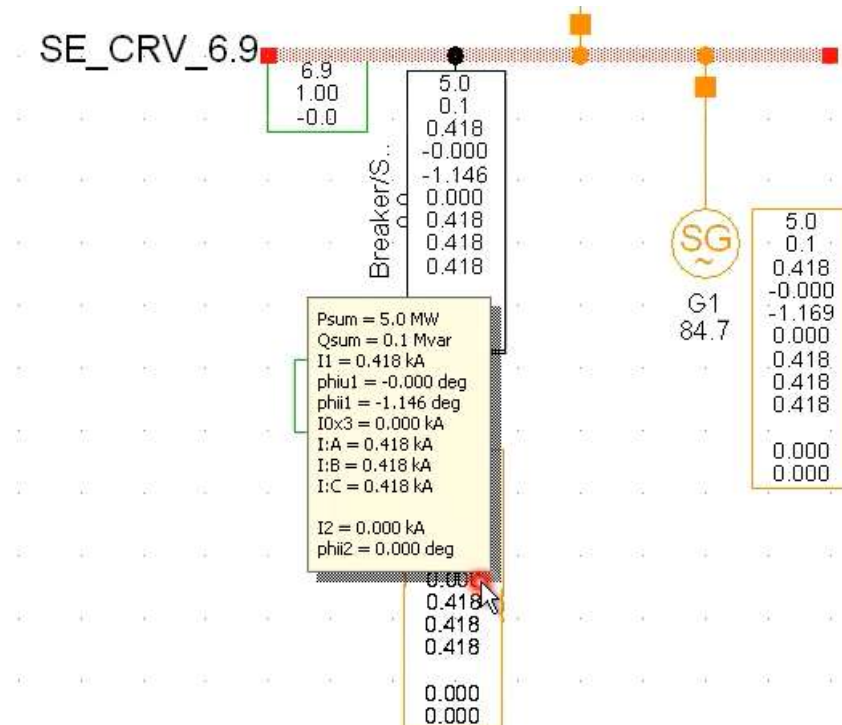


Fig. 79. Simulación de flujos de potencia del generador

En la tabla 54 se indica un resumen de las protecciones configuradas actualmente para esta protección.

Tabla 54. Ajustes actuales protección sobre corriente generador

Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Lado B (X - 6.9kV)	Phase TOC	550	1.1	-	1.10	IEC Short Inverse
Neutro (Ho-Xo)	Ground IOC	1	0.1	0.5	-	-

Con la configuración actual, se debe realizar una simulación de falla para saber si la protección está actuando de manera correcta, en la figura 80 se muestra la simulación de una falla monofásica, en donde se obtiene un valor de I_{0x3} de 11 A, por lo que se garantiza que la protección si va a disparar en el tiempo de 0,5 ms porque se trata de una protección de respaldo.

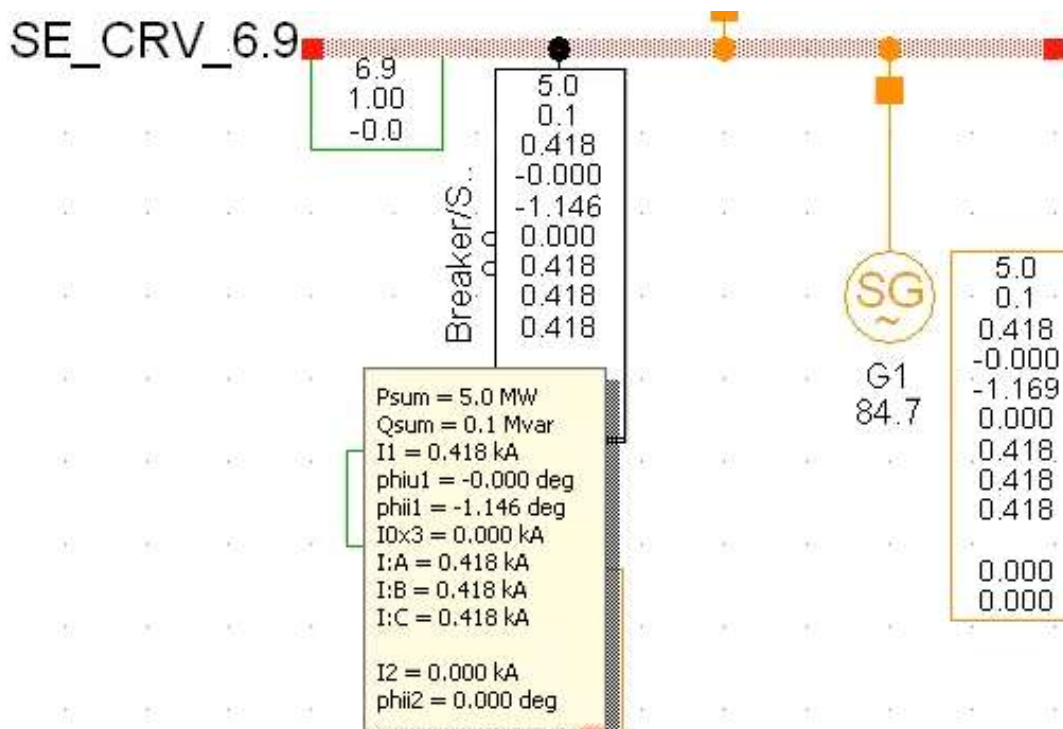
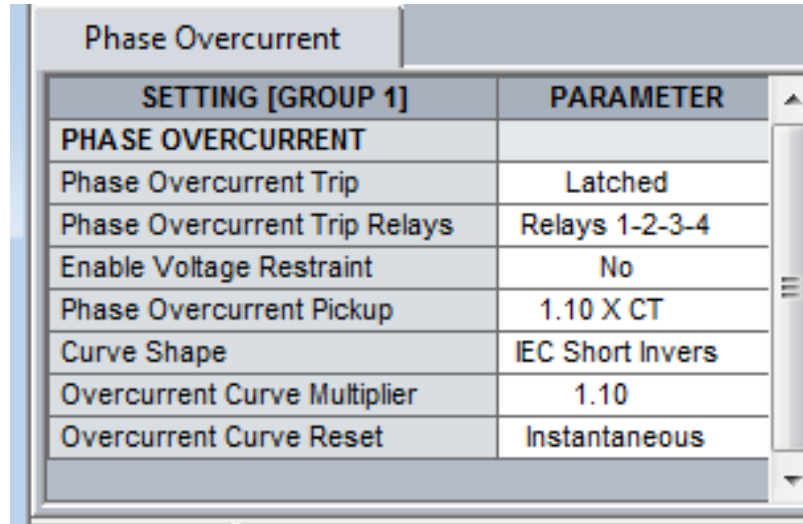


Fig. 80 Simulación de una falla monofásica en el generador

2.2.3.2.2. Protección sobre corriente de fase ANSI 50/51

Los parámetros configurados para la protección de sobrecorriente de fase se encuentran en la figura 81, en donde se puede observar que no se tiene habilitada la función de fase controlada por voltaje.



SETTING [GROUP 1]	PARAMETER
PHASE OVERCURRENT	
Phase Overcurrent Trip	Latched
Phase Overcurrent Trip Relays	Relays 1-2-3-4
Enable Voltage Restraint	No
Phase Overcurrent Pickup	1.10 X CT
Curve Shape	IEC Short Invers
Overcurrent Curve Multiplier	1.10
Overcurrent Curve Reset	Instantaneous

Fig. 81. Configuración sobre corriente de fase en el generador

Para la protección de generadores, es recomendable tener configurada la protección 51V controlada por voltaje debido a que si existe un cortocircuito trifásico y no es despejado oportunamente la corriente de falla I_f en estado estable va a ser menor que la corriente nominal I_n , esto se da porque el voltaje interno y el voltaje terminal son iguales a 1 p.u. Es por eso que resulta imposible utilizar la configuración de sobrecorriente típica, porque haría que el relé actuaría cuando circule por los devanados la corriente nominal. En la figura 82 se encuentra la simulación para una falla trifásica, donde la corriente de falla I_{f30} es igual a 287 A y para una falla bifásica el valor de I_{f20} es 256 A en estado estable, mientras que la I_n del generador es de 493 A que es mucho mayor, por lo que el relé no va a operar cuando la corriente de falla se encuentre en estado estable.

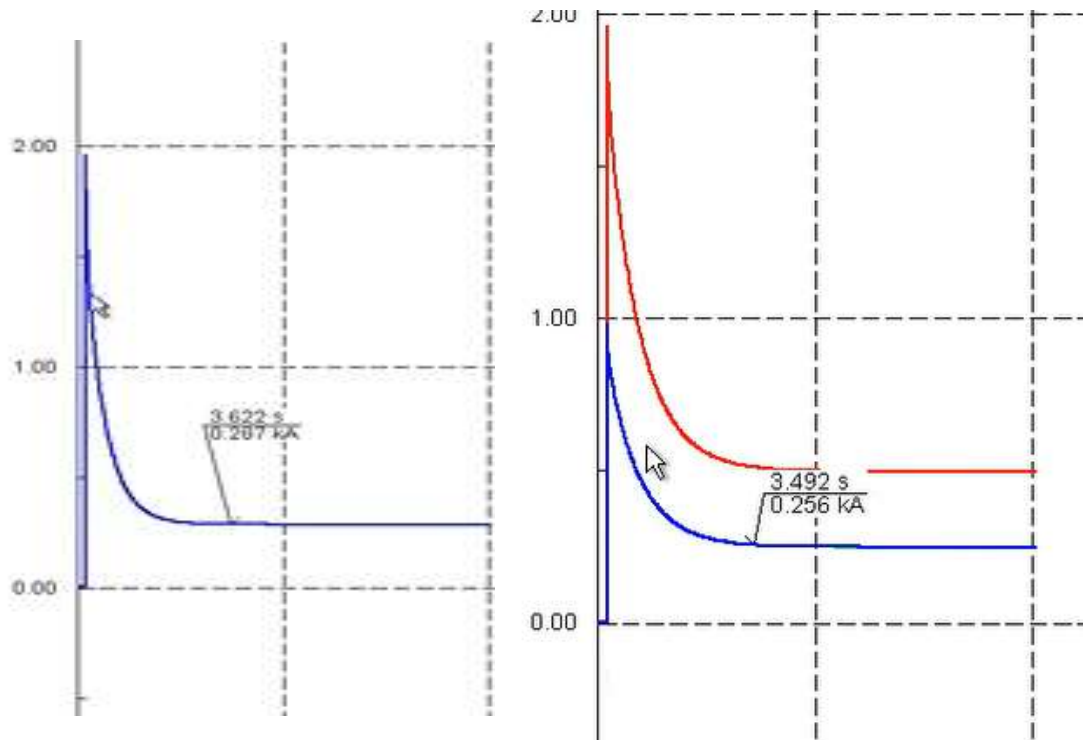


Fig. 82. Simulación falla trifásica y bifásica en generador

2.3. Conclusiones

Después de realizar todas las simulaciones de las líneas de transmisión, transformador y generador que abarcan el sistema de protecciones de la central Rio Verde Chico, se puede concluir el diagnóstico de la situación actual del sistema, las cuales se listan a continuación:

- La protección de distancia para las líneas de transmisión, se encuentra configurada al 45%, sin embargo es recomendable configurar la Zona 1 al 80%, y no es necesario configurar la zona 2 debido a que la distancia de las líneas de transmisión es relativamente corta.
- La protección de respaldo para las líneas de transmisión, es la protección de sobrecorriente, la misma que actualmente tiene la característica no direccional, por lo que no va a disparar de manera instantánea para fallas en la sub estación, por ese se debe configurar esta protección con una característica direccional, para garantizar que actúe ante fallas en las sub estaciones.

- Para la protección diferencial de línea se tiene configurado los ajustes de fábrica del relé, los cuales después de realizar la simulación en el software Digsilent se pudo determinar que estos ajustes si cumplen la característica de protección diferencial y el relé no va a disparar ante la saturación del transformador de corriente.
- La protección principal del transformador configurada actualmente, es la protección diferencial, mientras que la protección de respaldo es la protección de sobrecorriente, la cual se encuentra configurada con la característica de tiempo definido instantánea lo que provoca que el relé dispare de manera instantánea para fallas en los 2 lados del transformador. Sin embargo al tener la protección principal no es necesario que la protección de respaldo tenga la característica de tiempo definido.
- La protección diferencial del generador es la protección principal; y después de la simulación en el software Digsilent se pudo determinar que para corrientes máximas de falla el relé si va a disparar, pero para fallas monofásicas por tener corrientes mínimas el relé no va a disparar, por lo que se debe configurar la protección de respaldo de sobrecorriente sensitiva.

CAPITULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROUESTA

Con la obtención del funcionamiento del sistema de protecciones configurado actualmente en la Central Hidroeléctrica Rio Verde Chico, se pudo determinar cómo está trabajando en cada una de sus etapas, por lo que en el presente capítulo se va a realizar la validación de los ajustes propuestos para la coordinación de protecciones del sistema eléctrico, la misma que se basa en las simulaciones y estudio de los resultados obtenidos.

3.1. Ajustes propuestos para la coordinación de protecciones del sistema eléctrico

3.1.1. Línea de Transmisión

3.1.1.1. Protección de Distancia ANSI 21

Para ajustar la característica de distancia, se partió de los datos actuales en donde está ajustada solamente la Zona 1, posteriormente se realiza un barrido de cortocircuito, el cual el algoritmo se adjunta a los archivos anexos. El barrido de cortocircuito simula fallas desde el 10% de la línea de transmisión con resistencia de $R=0$ ohmios, hasta fallas al 100% de la línea de transmisión con valores de resistencia definidas, el cual es muy importante para conocer cómo se comportan los lazos de impedancia de la protección de distancia. Con los resultados del funcionamiento actual de la protección, se debe realizar los ajustes necesarios para la protección de distancia con característica cuadrilateral y la ayuda del barrido de cortocircuito, para encontrar el mejor ajuste de la protección de distancia.

Para garantizar un correcto funcionamiento de la protección de distancia, se va a realizar la simulación activando la Zona 1, porque al activar la Zona 2 se puede tener malas actuaciones de la protección porque la línea es una línea corta, y no es necesario tener activada esta zona.

3.1.1.1.1 Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG)

Después de realizar la simulación de fallas fase-fase y fase tierra con el barrido de cortocircuito, se obtiene las gráficas de la figura 83. En donde además se realizó la simulación para los 3 escenarios posibles de operación.

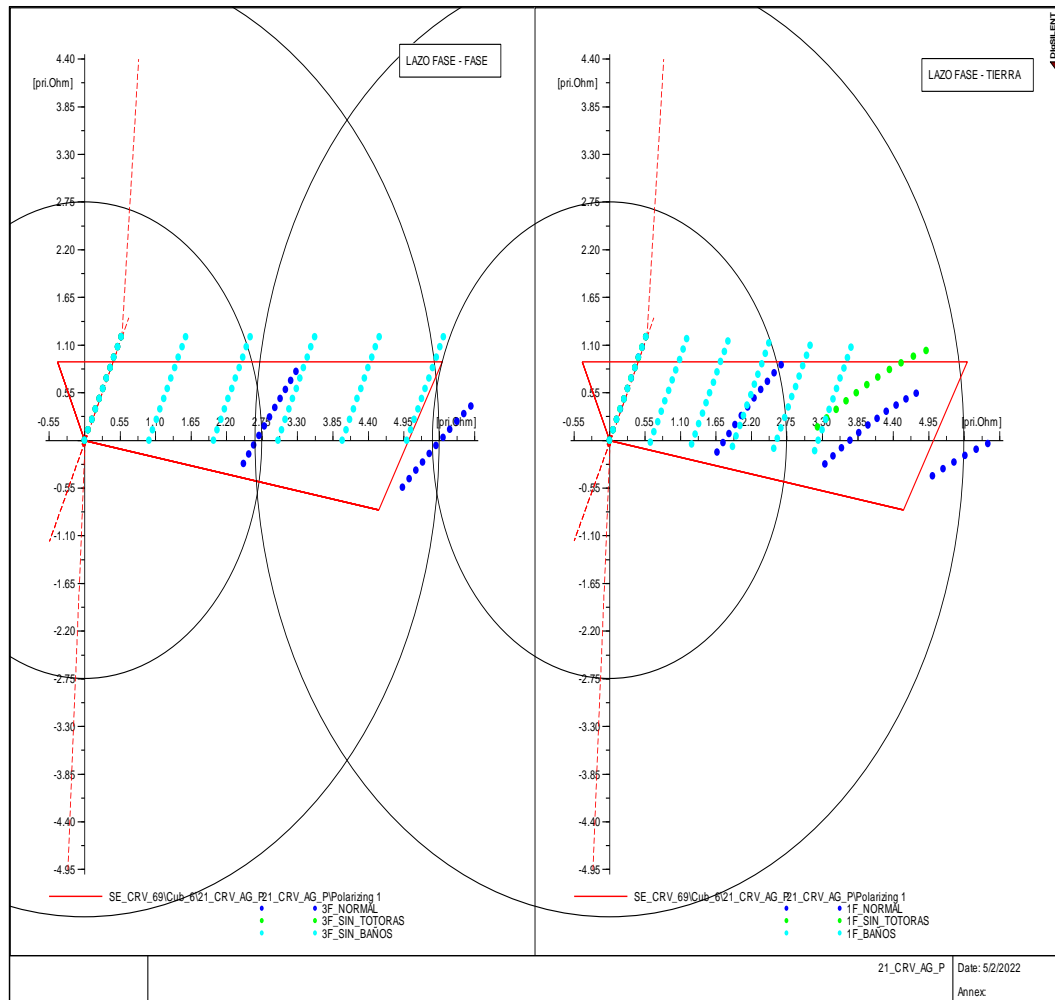


Fig. 83. Lazos de impedancia para fallas en la línea de transmisión CRV-AG

De los resultados obtenidos en la figura 83, para fallas fase-fase se puede determinar que:

- Cuando la Central trabaja en condiciones normales, es decir conectadas las 2 líneas de transmisión, sólo para valores de impedancias de 2 ohmios entra a la característica cuadrilateral
- Cuando se trabaja sin la Sub estación Baños los lazos de impedancia se ajustan a la característica cuadrilateral para todos los valores de resistencia
- Cuando se trabaja sin la Sub estación Totoras, ningún lazo de impedancia entra a la característica cuadrilateral.

Para fallas fase-tierra se puede determinar que:

- Cuando la Central trabaja en condiciones normales, para valores de impedancia mayores a 5 ohmios los lazos de impedancia se salen de la característica cuadrilateral.
- Cuando se trabaja sin la Sub estación Baños los lazos de impedancia se ajustan a la característica cuadrilateral para todos los valores de resistencia
- Cuando se trabaja sin la Sub estación Totoras, prácticamente ningún lazo de impedancia entra a la característica cuadrilateral.

Con los resultados obtenidos después de realizar el barrido de cortocircuito, y para realizar un adecuado ajuste de la protección de distancia, se debe partir de un factor de ajuste propuesto para la zona 1, el cual es el 80% de la línea de transmisión.

Después de tener establecido el factor de ajuste, se multiplica este valor por los valores de impedancia de línea para tener los ajustes planteados para la Zona 1, los cuales en la tabla 55 se indica los ajustes actuales y los ajustes planteados.

Tabla 55. Ajustes planteados Zona 1 protección de distancia fase y tierra línea de transmisión CRV-AG

Ajustes	Alcance de Zonas - Protección de Fase y Tierra						Z0/Z1 [pu]	ang [°]	Alcance [%]	Tiempo [s]
	Z		R (Fase)		R (Tierra)					
	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]				
Zona1 (Actuales)	0.20	1.10	0.28	1.55	0.82	4.53	2.89	5	83.43	0.00
Zona 1 (Planteados)	0.19	1.06	0.72	4.00	0.72	4.00	2.69	4.02	80.00	0.00

Para obtener la resistencia de falla, se utiliza el criterio que los fabricantes recomiendan para una actuación adecuada de la protección. Estos criterios se resumen en la tabla 56.

Tabla 56. Criterios de ajuste R/X para protección de distancia de la línea de transmisión CRV-AG

Relación entre el ajuste resistivo vs el ajuste reactivo	
Tipo de L/T	Relación de ajuste R/X
Línea de transmisión corta < 10 km	2 a 5
Línea de transmisión media < 100 km	1 a 2
Línea de transmisión larga entre 100 a 200 km	0,5 a 1
Línea de transmisión de extra alto voltaje > 200 km	≤ 2,5

Usando los criterios para ajuste de la línea de transmisión, se toma como valor de ajuste resistivo 4 ohmios, con este valor y con los datos de la línea de transmisión se puede obtener la relación R/X, estos valores se resume en la tabla 57.

Tabla 57. Valores calculados para la relación R/X para la línea de transmisión
CRV-AG

Ajuste Resistivo	4	[Ω_P]
Relación R/X	4.19	pu

El valor de la relación R/X es de 4.19 pu, el cual está dentro del rango permitido mostrado en la tabla 56, por lo que se deja este valor de ajuste para la Zona 1, por lo tanto se toma estos valores para la resistencia de fase y resistencia de tierra mostrados en la tabla 55.

De la tabla 55, se debe obtener los valores de Z0/Z1 en magnitud y ángulo, que son datos que el software Enervista necesita para la configuración de la protección de distancia. Se propone también un alcance del 80% y un tiempo de actuación instantáneo.

3.1.1.1.2 Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E BÑ)

Después de realizar la simulación de fallas fase-fase y fase tierra con el barrido de cortocircuito, se obtiene las gráficas de la figura 84. En donde además se realizó la simulación para los 3 escenarios posibles de operación.

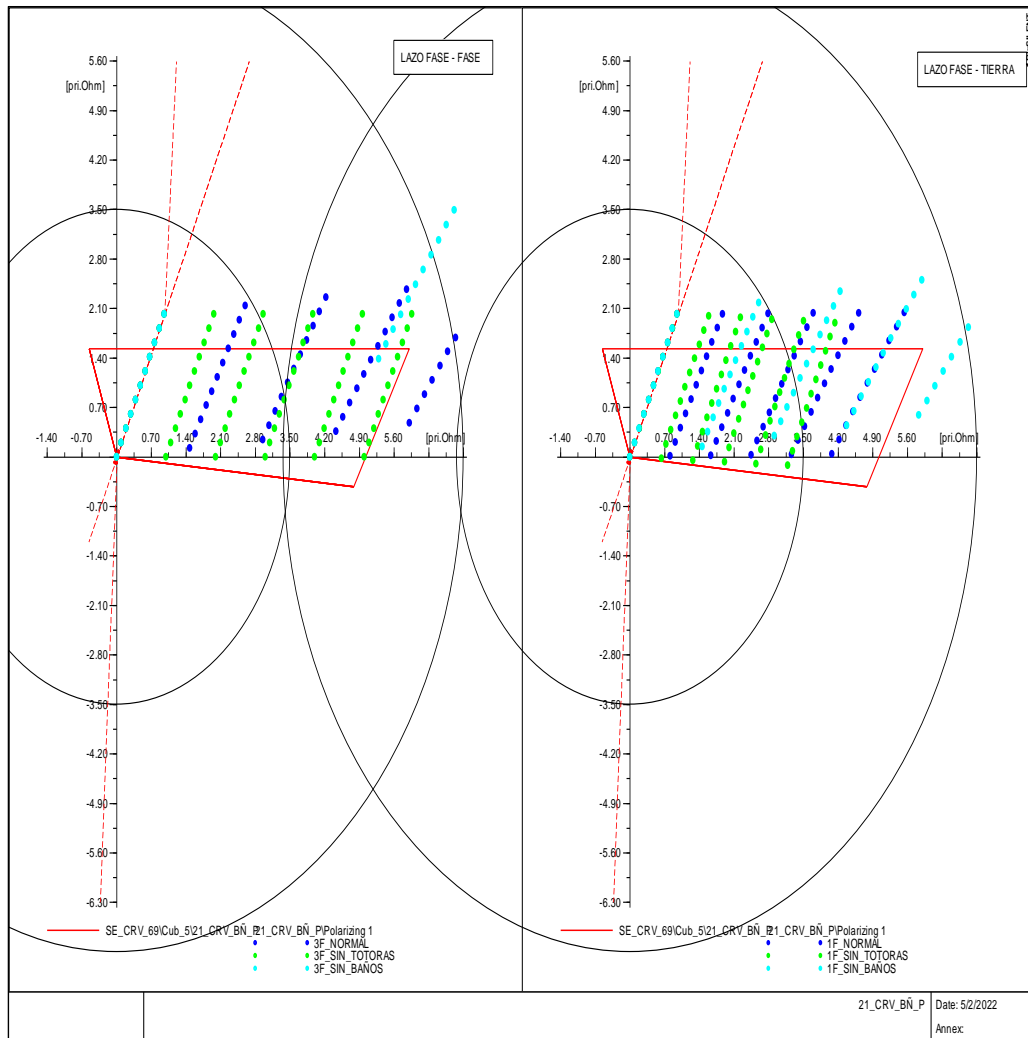


Fig. 84. Lazos de impedancia para fallas en la línea de transmisión CRV-BÑ

De los resultados obtenidos en la figura 87, para fallas fase -fase y fallas fase - tierra se puede determinar que:

- En cualquier escenario que la Central trabaje los lazos de impedancia se ajustan a la característica cuadrilateral para todos los valores de resistencia

Con estos resultados después de realizar el barrido de cortocircuito, y para realizar un adecuado ajuste de la protección de distancia, se debe partir de un factor de ajuste propuesto para la zona 1, el cual es el 80% de la línea de transmisión.

Después de tener establecido el factor de ajuste, se multiplica este valor por los valores de impedancia de línea para tener los ajustes planteados para la Zona 1, los cuales en la tabla 58 se indica los ajustes actuales y los ajustes planteados.

Tabla 58. Ajustes planteados Zona 1 protección de distancia fase y tierra línea
CRV-BÑ

Ajustes	Alcance de Zonas - Protección de Fase y Tierra									
	Z		R (Fase)		R (Tierra)		Z0/Z1	ang	Alcance	Tiempo
	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]	[Ω_S]	[Ω_P]	[pu]	[°]	[%]	[s]
Zona1 (Actuales)	0.20	1.10	0.28	1.55	0.82	4.53	2.89	5	49.30	0.00
Zona 1 (Planteados)	0.32	1.79	0.91	5.00	0.91	5.00	2.69	4.02	80.00	0.00

Para obtener la resistencia de falla, se utiliza el criterio que los fabricantes recomiendan para una actuación adecuada de la protección. Estos criterios se resumen en la tabla 56, que son los mismos para las 2 líneas de transmisión.

Usando los criterios para ajuste de la línea de transmisión, se toma como valor de ajuste resistivo 5 ohmios, con este valor y con los datos de la línea de transmisión se puede obtener la relación R/X, estos valores se resume en la tabla 59.

Tabla 59. Valores calculados para la relación R/X para la línea de transmisión
CRV-BÑ

Ajuste Resistivo	5	[Ω_P]
Relación R/X	3.09	pu

El valor de la relación R/X es de 3.09 pu, el cual está dentro del rango permitido mostrado en la tabla 56, por lo que se deja este valor de ajuste para la Zona 1, por lo tanto se toma estos valores para la Resistencia de fase y Resistencia de tierra mostrados en la tabla 58.

De la tabla 58, se debe obtener los valores de Z0/Z1 en magnitud y ángulo, que son datos que el software Enervista necesita para la configuración de la protección de distancia. Se propone un alcance del 80%, subiendo el valor de resistencia a 5 ohmios y sin modificar la característica cuadrilateral.

3.1.1.2. Protección de Sobre corriente ANSI 50/51

Actualmente la protección de sobrecorriente configurada para las líneas de transmisión, es de característica no direccional, lo cual va a provocar disparos erróneos, por lo que en el análisis actual se propone habilitar la característica direccional tanto de fase como de tierra para que trabaje en forma coordinada con la protección de distancia, y funcione como una protección de respaldo de las líneas. El relé de protección, si cuenta con la función de direccionalidad, la cual se propone habilitar.

Al simular fallas en las condiciones actuales la protección va a abrir la línea de manera instantánea, incluso hasta cuando se tenga fallas en las subestaciones adyacentes, como son la subestación Baños o la subestación Agoyán, es por eso que se debe configurar la característica de direccionalidad con un retardo de tiempo para esta protección. Cuando la Central Rio Verde Chico trabaja en el escenario sin conectarse a la subestación Totoras o Baños – Transelectric, ahí sí la protección de sobrecorriente va a disparar de manera temporizada, sin embargo al momento la Central Rio Verde Chico, trabaja en el escenario de condiciones normales, la cual es conectado a las 2 subestaciones, por lo cual el análisis propuesto para la protección de sobrecorriente se va a realizar simulando este escenario.

Para poder ajustar la protección de sobrecorriente, el principal objetivo es no disparar por fallas en las subestaciones adyacentes, porque el relé de protección debe cubrir sólo hasta el 80% de la línea de transmisión, por lo que se debe simular fallas al 80% de la línea que es la peor condición.

3.1.1.2.1 Línea de Transmisión Central Rio Verde Chico (CRV) – Sub Estación Agoyán (S/E AG)

Para ajustar la protección de sobrecorriente se realiza simulaciones de fallas monofásicas y trifásicas al 80% en los 3 escenarios posibles de operación para valores de resistencia de 10 y 20 ohmios, se repite la misma simulación para el 99% de la línea de transmisión, los resultados obtenidos se resumen en la tabla 60 y 61 respectivamente.

Tabla 60. Simulación de fallas al 80% de la línea de transmisión CRV-AG

L/T CRV - AGOYAN Ikss Min	[0Ω]			[10Ω]			[20Ω]		
	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]
Normal	1.853	1.502	1.914	0.973	0.788	1.041	0.570	0.462	0.620
Sin Totoras	0.550	0.850	0.370	0.350	0.541	0.252	0.216	0.334	0.160
Sin Baños	1.851	1.851	1.914	1.512	1.512	1.525	1.188	1.188	1.185

Tabla 61. Simulación de fallas al 99% de la línea de transmisión CRV-AG

L/T CRV - AGOYAN Ikss Min	[0Ω]			[10Ω]			[20Ω]		
	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]
Normal	1.825	1.410	1.890	0.948	0.733	1.025	0.553	0.427	0.609
Sin Totoras	0.537	0.804	0.369	0.338	0.506	0.250	0.206	0.309	0.158
Sin Baños	1.817	1.817	1.890	1.489	1.489	1.510	1.175	1.175	1.176

De los resultados obtenidos en la simulación, en la tabla 62 se resumen los valores máximos y mínimos de corrientes, de donde se toma los valores máximos de corriente para poder establecer las protecciones de fase y de tierra instantáneas.

Tabla 62. Valores de corriente de falla máximos línea de transmisión CRV-AG

Falla al 80%	[kA]	Falla al 99%	[kA]
Ikss Min Fase	0.160	Ikss Min Fase	0.158
Ikss Max Fase	1.914	Ikss Max Fase	1.890
Ikss Min Tierra	0.334	Ikss Min Tierra	0.309
Ikss Max Tierra	1.851	Ikss Max Tierra	1.817

Los valores máximos de corriente de la tabla 62, se deben configurar en el software Digsilent para realizar la simulación de cortocircuito en la línea de transmisión, para diferentes valores de porcentaje de la línea, en donde se debe garantizar que para valores de mayor al 80% de la línea debe disparar de manera temporizada. En la figura 85 se muestran las gráficas de la protección de sobrecorriente direccional propuestas,

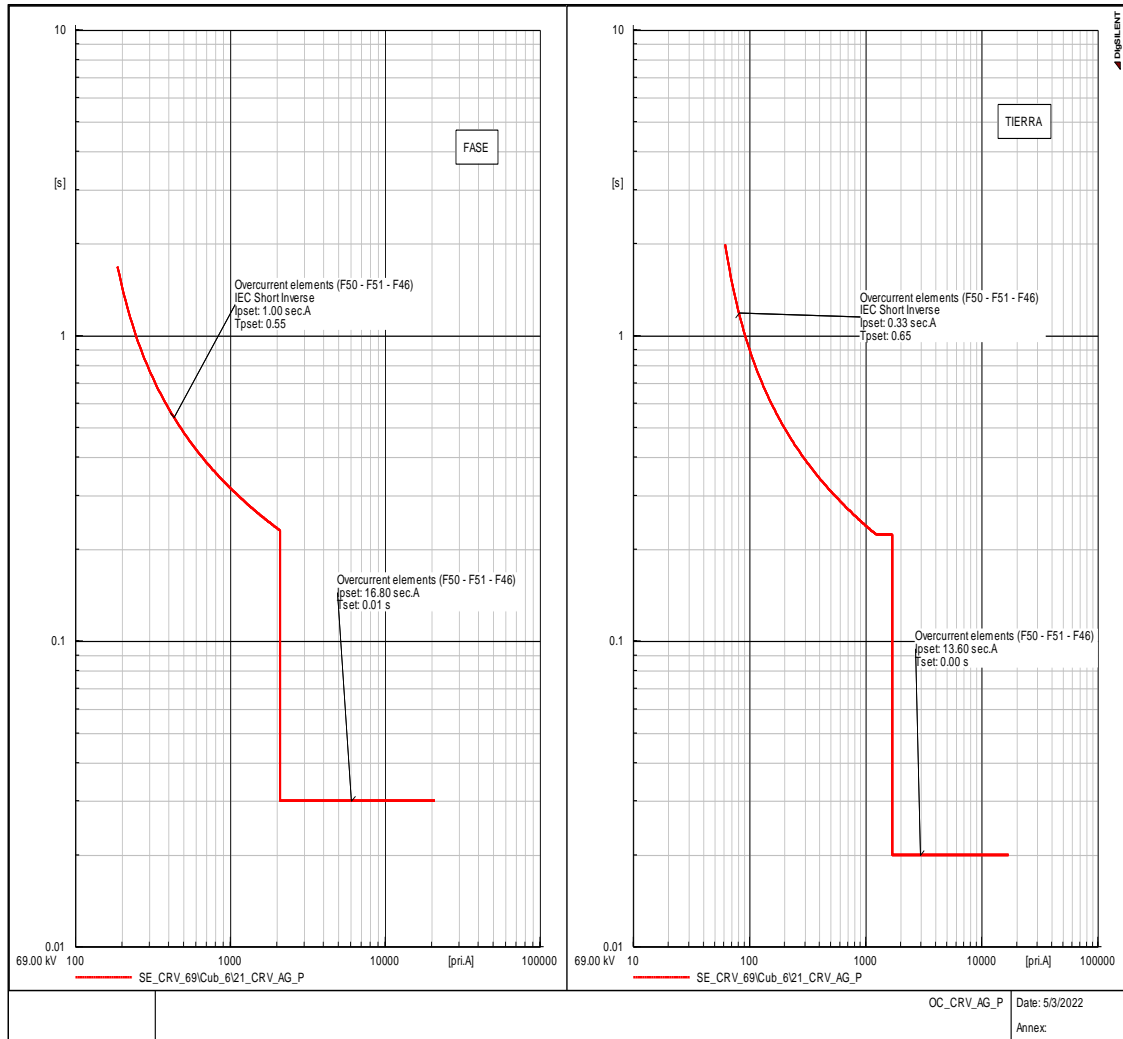


Fig. 85. Característica de sobrecorriente propuesta línea de transmisión CRV-AG

Después de realizar la simulación correspondiente, en la tabla 63 se indica un resumen de los ajustes actuales versus los ajustes propuestos, para que la protección de sobrecorriente cumpla con la condición de direccionalidad.

Tabla 63. Ajustes actuales vs propuestos de sobrecorriente línea de transmisión CRV-AG

Asignación	Función	AJUSTES ACTUALES		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		TAP				
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	51 TOC	110	0.88	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50 IOC	800	6.4	10	-	-
AJUSTES PROPUESTOS						

Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	51 TOC	125.00	1.00	-	0.55	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50 IOC	2100.00	16.80	0	-	-
Central Río Verde	51N TOC	41.67	0.33	-	0.65	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50N IOC	1700.00	13.60	0	-	-

3.1.1.2.2 Línea de Transmisión Central Río Verde Chico (CRV) – Sub Estación Baños (S/E AG)

Para ajustar la protección de sobrecorriente al igual que para la línea de transmisión CRV-AG, se realiza simulaciones de fallas monofásicas y trifásicas al 80% en los 3 escenarios posibles de operación para valores de resistencia de 0, 10 y 20 ohmios, se repite la misma simulación para el 99% de la línea de transmisión, estos resultados se resumen en la tabla 64 y 65 respectivamente.

Tabla 64. Simulación de fallas al 80% de la línea de transmisión CRV-BÑ

L/T CRV - AGOYAN	80%								
	[0Ω]			[10Ω]			[20Ω]		
Ikss Min	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]
Normal	3.134	3.585	3.166	1.831	2.094	1.773	1.147	1.312	1.089
Sin Totoras	3.139	3.140	3.166	2.252	2.253	2.290	1.545	1.546	1.566
Sin Baños	0.622	1.196	0.367	0.494	0.950	0.284	0.378	0.727	0.215

Tabla 65. Simulación de fallas al 99% de la línea de transmisión CRV-BÑ

L/T CRV - AGOYAN	99%								
	[0Ω]			[10Ω]			[20Ω]		
Ikss Min	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]	1F [kA]	3I0 [kA]	3F [kA]
Normal	2.970	3.386	3.064	1.757	2.003	1.722	1.109	1.265	1.061
Sin Totoras	2.982	2.984	3.064	2.171	2.172	2.235	1.511	1.512	1.543
Sin Baños	0.613	1.176	0.366	0.485	0.931	0.282	0.370	0.711	0.212

De los resultados obtenidos en la simulación, en la tabla 66 se resumen los valores máximos y mínimos de corrientes, de donde se toma los valores máximos de corriente para poder establecer las protecciones de fase y de tierra instantáneas.

Tabla 66. Valores de corriente de falla máximos línea de transmisión CRV-BÑ

Falla al 80%	[kA]	Falla al 99%	[kA]
Ikss Min Fase	0.215	Ikss Min Fase	0.212
Ikss Max Fase	3.166	Ikss Max Fase	3.064
Ikss Min Tierra	0.727	Ikss Min Tierra	0.711
Ikss Max Tierra	3.585	Ikss Max Tierra	3.386

Los valores máximos de corriente de la tabla 65, se deben configurar en el software Digsilent para realizar la simulación de cortocircuito en la línea de transmisión, para diferentes valores de porcentaje de la línea, en donde se debe garantizar que para valores de mayor al 80% de la línea debe disparar de manera temporizada. En la figura 86 se muestran las gráficas de la protección de sobrecorriente direccional propuestas,

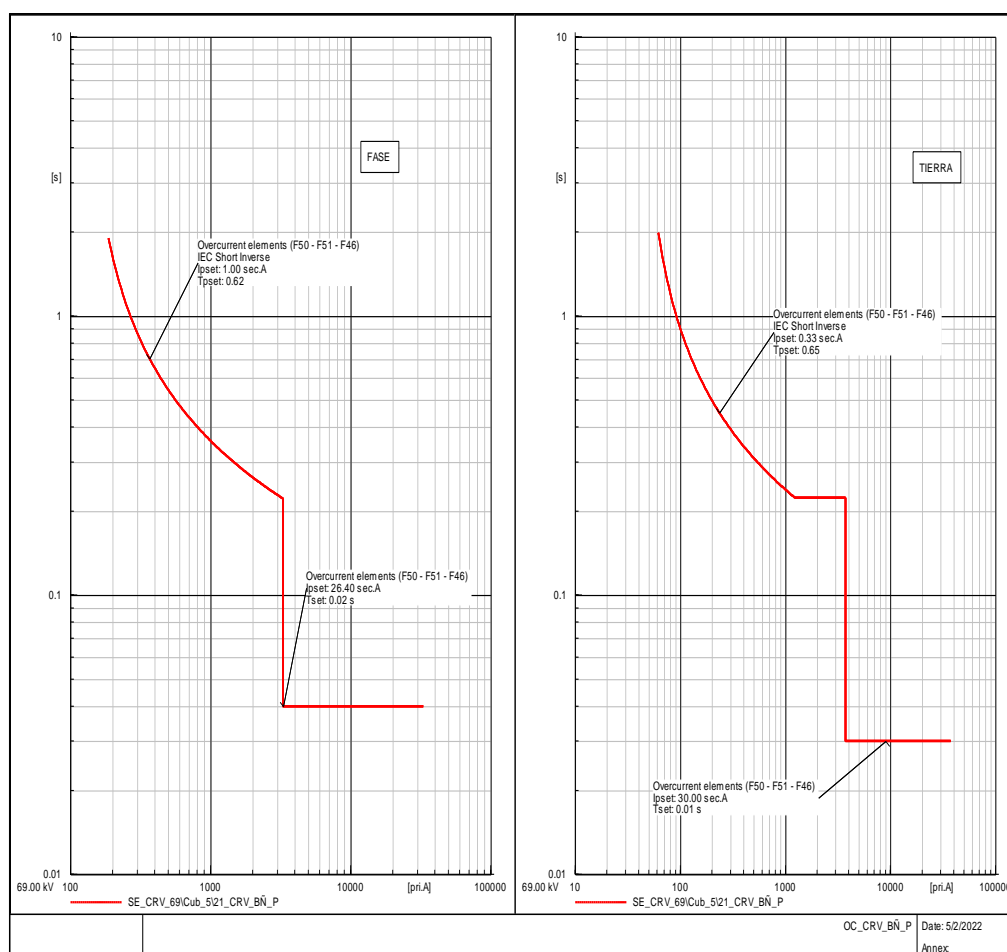


Fig. 86. Característica de sobrecorriente propuesta línea de transmisión CRV-BÑ

Después de realizar la simulación correspondiente, en la tabla 67 se indica un resumen de los ajustes actuales versus los ajustes propuestos, para que la protección de sobrecorriente cumpla con la condición de direccionalidad,

Tabla 67. Ajustes actuales vs propuestos de sobrecorriente línea de transmisión CRV-BÑ

AJUSTES ACTUALES						
Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	51	110	0.88	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50	800	6.4	10	-	-
AJUSTES PROPUESTOS						
Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Central Río Verde	51 TOC	125.00	1.00	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50 IOC	3300.00	26.40	0	-	-
Central Río Verde	51N TOC	41.67	0.33	-	0.37	IEC Short Inverse
Central Río Verde	50N IOC	3750.00	30.00	0	-	-

3.1.1.3.3. Análisis de Flujo de Carga proyectada para el año 2025

De la información disponible por la Empresa Eléctrica Ambato, la demanda máxima del sistema de subtransmisión crece aproximadamente 5% anualmente, con estos datos, la demanda actual se proyectó para el año 2025, y se simula el flujo de carga y se determina valores máximos de voltaje de barras de las S/Es y corrientes y flujo de potencia activa y reactiva que circula por las líneas de transmisión, esto se realiza en la condición de operación en malla.

En la tabla 68, se muestra los resultados de flujo de carga para el escenario de operación en malla.

Tabla 68. Flujo de Carga proyectada para el año 2025 – Escenario en malla

S/E	POSICION	I NOMINAL DE LINEA [A]	OPERACIÓN MALLADA ALIMENTADO DESDE BAÑOS Y TOTORAS				
			V [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	I [A]
BAÑOS	AGOYAN	401	69,8	12,38	0,57	12,39	102,57
AGOYAN	BAÑOS	401	69,7	12,38	-0,57	12,39	102,6
	RVC	401		10,22	0,16	10,22	84,62
RVC	AGOYAN	459	69,6	10,21	-0,18	10,21	84,7
	BAÑOS	459		20,32	-1,22	20,36	168,84
BAÑOS	RVC	401	69,3	21,21	1,33	21,25	177,15
	PELILEO	401		14,52	-2,68	14,77	123,08
PELILEO	BAÑOS	401	68,5	14,27	2,76	14,53	122,56
	TOTORAS	401		3,62	-2,69	4,51	38,03
TOTORAS	PELILEO	401	68,6	-3,61	3,54	5,05	42,55

Los resultados obtenidos muestran que en la condición de operación en malla, por la posición RVC/Baños circula 168.84 [A], por lo que con los transformadores de corrientes instalados actualmente, no se podría operar en esta configuración y demanda proyectada para el año 2025, debido a que su capacidad nominal y su margen de sobrecarga son menores a la corriente máxima de carga.

3.1.2. Transformador de Potencia

En base a la modelación y datos de placa detallados en el capítulo 2 del presente documento, se va a realizar la propuesta para los ajustes de la protección de diferencial y sobrecorriente.

Actualmente el transformador tiene configurado la protección diferencial como su protección principal, mientras que para la protección de respaldo tiene configurado la protección de sobrecorriente de tiempo definido, la cual está mal configurado debido a que cuando ya se tiene configurado una protección principal, la protección de respaldo debe ser temporizada, esta recomendación se puede encontrar en la norma IEEE Std C37.91 “Guía de Protección de Transformadores de Potencia”

En casos que no se tenga a la protección diferencial como la protección principal del transformador, se debe configurar la protección de sobrecorriente de tiempo definido como principal para garantizar que dispare ante fallas internas del transformador.

3.1.2.1 Protección Diferencial ANSI 87T

Con los resultados obtenidos de la simulación de cortocircuito en el capítulo 2, los cuales están resumidos en las tablas 37,38 y 39, se puede determinar que para fallas monofásicas en 6,9 kV los valores de corriente se reducen a valores de menos a 20 A, debido al aterrizamiento que utiliza el generador que es por medio de una resistencia de alto valor como se puede visualizar en el diagrama unifilar de la Centra, también es importante conocer la corriente máxima de saturación que va a soportar los transformadores de corriente del transformador.

Una vez realizado el análisis de cortocircuito, se puede representar en el plano diferencial la curva característica, en la figura 87 se muestra la gráfica característica diferencial del transformador propuesta, para la cual se toma como referencia los valores de corrientes máximas y mínimas de fallas externas e internas obtenidas de la simulación, estos valores se muestran en la tabla 69.

Tabla 69. Valores de corrientes máximas y mínimas de falla en el transformador

DEVANADO REFERENCIAL	CORRIENTE PRIMARIA POR DEVANADO [kA]						
	Corriente de Carga Mínima	Corriente de Carga Máxima	Máximo Aporte de Corriente en Falla Externa	Límite de Aporte de Corriente en Falla Externa	Corriente Mínima en Falla Interna	Corriente Máxima en Falla Interna	Mínimo Aporte de Corriente en Falla Externa
Alta tensión (H - 69 kV)	0.084	0.100	0.706	1.274	4.765	5.157	0.373
Baja tensión (X - 6,9 kV)	0.837	1.004	11.059	12.742	0.011	5.788	0.009

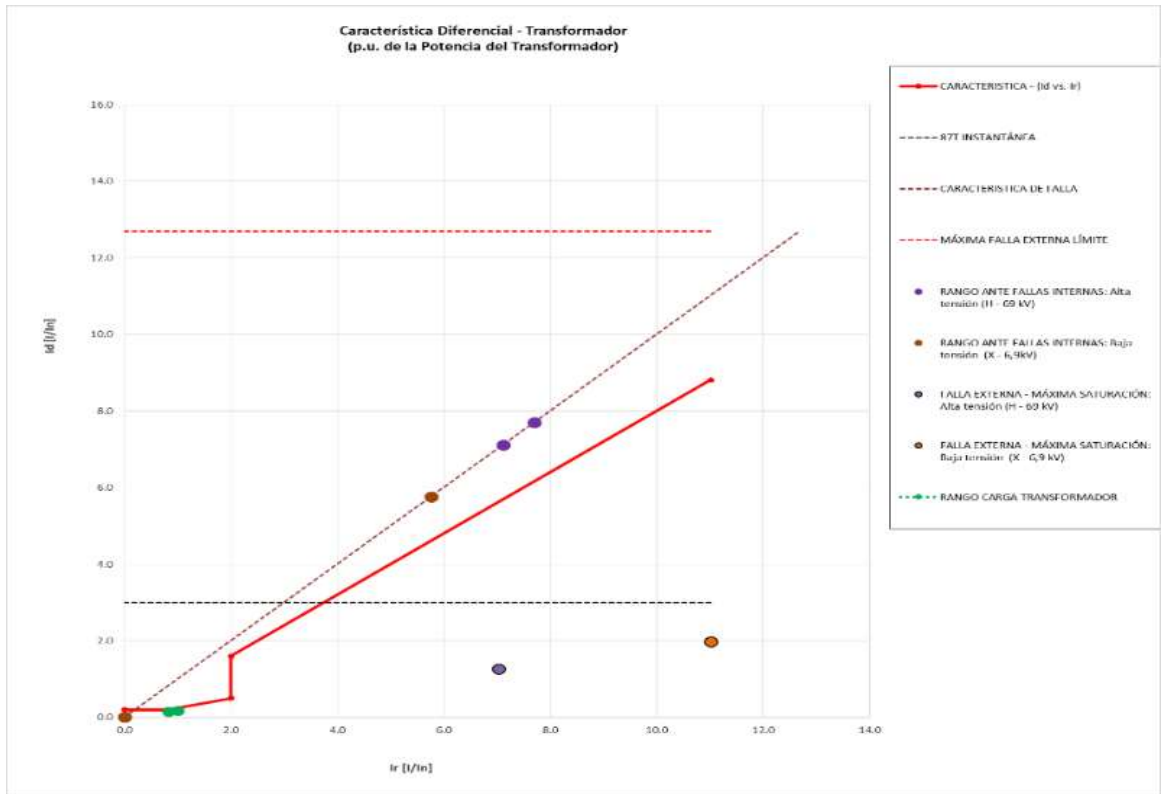


Fig. 87. Propuesta de la característica protección diferencial del transformador

Para graficar la curva característica previamente se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se debe conocer el porcentaje de error máximo de saturación del transformador de corriente, este valor se calculó en el capítulo 2, y se resume en la tabla 70.

Tabla 70. Error máximo de saturación del TC del transformador

Porcentaje de Error - Carga	0.18
Porcentaje de saturación ante Falla Externa [pu]	0.18

- En la tabla 71, se muestran los ajustes de la característica de operación, que se deben configurar en el relé de protección, así como también se indica los ajustes configurados actualmente y los propuestos que son con los que se realizó la gráfica característica mostrada en la figura 87

Tabla 71. Ajustes propuestos protección diferencial del transformador

AJUSTES CARACTERISTICA DE OPERACION		
	ACTUALES	PROPUESTOS
PICKUP	0.20	0.30
SLOPE 1	0.25	0.25
KNEEPOINT (BREAK POINT)	2.00	2.00
SLOPE 2	1	0.80
INSTANTANEOUS DIFFERENTIAL	3.00	3.00

De los ajustes actuales, se propone realizar los siguientes cambios:

- El parámetro PICKUP se aumenta a 0,3 porque actualmente la carga del transformador se encuentra cerca a la curva de la característica diferencial.
- Los parámetros SLOPE 1, KNEEPOINT, SLOPE 2 se mantienen los mismos, porque cumplen con la característica diferencial y se garantiza que la protección va a trabajar de manera adecuada.
- El parámetro SLOPE 2 se propone bajar para que la curva característica no coincida con la característica de falla. Al momento la protección prácticamente está trabajando al límite y existe el riesgo de que pueda operar descoordinadamente la protección. Con el ajuste propuesto la curva característica va a trabajar por debajo de característica de falla que es una manera adecuada de trabajo.

3.1.2.2 Protección de sobrecorriente ANSI 50/51

Los ajustes actuales de sobrecorriente, son de tiempo definido la cual debe aplicarse cuando no se tiene protección diferencial del transformador, el objetivo de habilitar una protección de sobrecorriente instantánea es para detectar fallas internas en el transformador. En las condiciones actuales no es necesario tener una protección de sobrecorriente de tiempo definido, debido a que se corre el riesgo de una mala actuación o una descoordinación de las protecciones.

En la guía de la IEE "Guide for Protecting Power transformers", recomienda que para un transformador de media potencia la protección principal debe ser la protección diferencial, y la protección de respaldo debe ser una protección temporizada de sobrecorriente.

La norma IEC 600076-7 establece valores límites para los diferentes tipos de sobrecargas en transformadores, cuando trabajan en condiciones nominales, los principales valores recomendados en esta norma se resumen en la tabla 72.

Tabla 72. Valores límites considerados en la norma IEC 600076-7 para diferentes tipos de transformadores

Tipos de carga	Transformadores de distribución (véase Nota)	Transformadores de media potencia (véase Nota)	Transformadores de gran potencia (véase Nota)
Carga cíclica normal			
Corriente (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	120	120	120
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	140	140	140
Temperatura del aceite superior (°C)	105	105	105
Carga de emergencia de larga duración			
Corriente (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	140	140	140
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	160	160	160
Temperatura del aceite superior (°C)	115	115	115
Carga de emergencia de corta duración			
Corriente (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Temperatura del punto caliente del arrollamiento y de las partes metálicas en contacto con material aislante celulósico (°C)	Véase el apartado 7.2.1	160	160
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas (en contacto con aceite, papel aramida, material de fibra de vidrio) (°C)	Véase el apartado 7.2.1	180	180
Temperatura del aceite superior (°C)	Véase el apartado 7.2.1	115	115
<small>NOTA. Los límites de corriente y temperatura no se entienden como válidos simultáneamente. La corriente se puede limitar a un valor más bajo que el indicado, con el fin de alcanzar el requisito de limitación de temperatura. Contrariamente, la temperatura se puede limitar a un valor más bajo que el indicado, con el fin de alcanzar el requisito de limitación de corriente.</small>			

Seguendo las recomendaciones de la norma IEC-600076-7, en la tabla 73 se muestran los valores propuestos para los ajustes de sobrecorriente temporizada, los cuales se ingresan al software Digsilent para verificar su funcionamiento.

Tabla 73. Ajustes actuales vs propuestos protección sobrecorriente del transformador

AJUSTES ACTUALES						
Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Alta tensión (H - 69 kV)	Phase TOC	120	0.96	-	0.70	IEC Short Inverse
Baja tensión (X - 6,9 kV)	Phase TOC	1200	1.2	-	0.70	IEC Short Inverse
Baja tensión (X - 6,9 kV)	Phase IOC	3600	3.6	10	-	Tiempo Definido
Neutro (Ho-Xo)	Ground - IOC1	80	0.80	5000	-	Tiempo Definido
Neutro (Ho-Xo)	Ground - IOC2	120	1.20	3000	-	Tiempo Definido
AJUSTES PROPUESTOS						
Asignación	Función	TAP		Tiempo [ms]	Dial	Tipo de Curva
		Primarios [A]	Secundarios [A]			
Alta tensión (H - 69 kV)	Phase TOC	150	1.2	-	0.60	IEC Short Inverse
Baja tensión (X - 6,9 kV)	Phase TOC	1500	1.5	-	0.60	IEC Short Inverse
Neutro (Ho-Xo)	Phase TOC	70	0.7	-	1.15	IEC Short Inverse

De los ajustes actuales, se propone realizar los siguientes cambios:

- Se sube la cargabilidad del TAP del transformador a un valor de 1.5 pu., dando como resultado 150 en lado de alta y 1500 en el lado de baja.
- El TAP del neutro se baja, en base a la guía de la IEE "Guide for Protecting Power transformers", donde indica que el TAP del neutro debe ser menor al TAP de fase que es 1.5 por lo que se consideró un valor de 0.5 dando como resultado un TAP de 70.
- Se propone una característica temporizada IEC Short Inverse para el lado de alta, baja y neutro

Con los ajustes propuestos se verifica el funcionamiento en el software Digsilent, donde se simula fallas trifásicas de la siguiente manera:

- Para fallas en el lado de baja, se garantiza el disparo de manera temporizada en el tiempo de 0.369 segundos, como se puede visualizar en la figura 88.

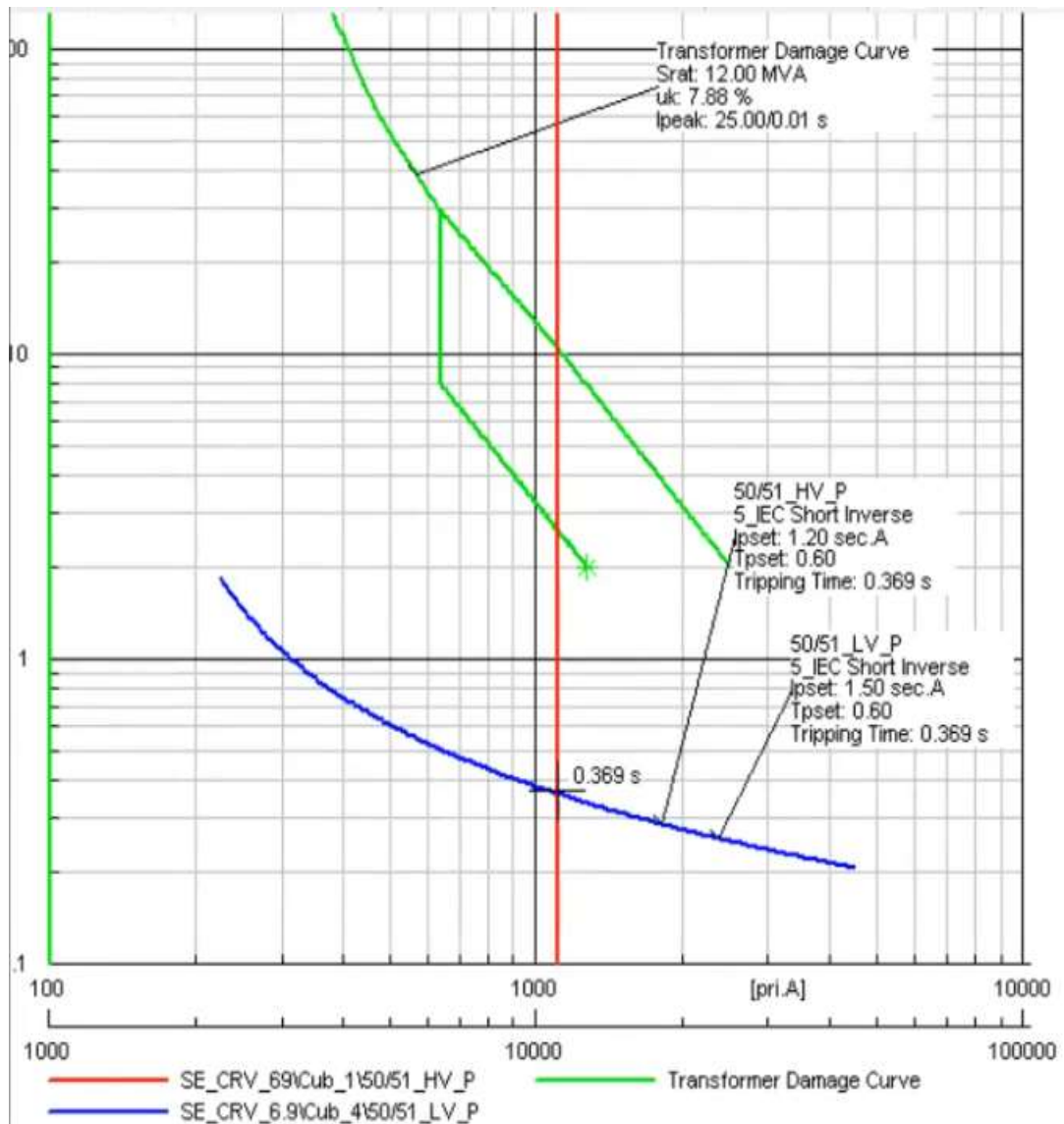


Fig. 88. Actuación protección sobrecorriente propuesta en el lado de baja del transformador

- Para fallas en el lado de alta también se garantiza que va a disparar de manera temporizada, y en mayor tiempo que en el lado de baja porque tiene que trabajar en coordinación con la protección del generador, en la figura 89 se muestra la gráfica para el lado de alta donde dispara en un tiempo de 0.739 segundos

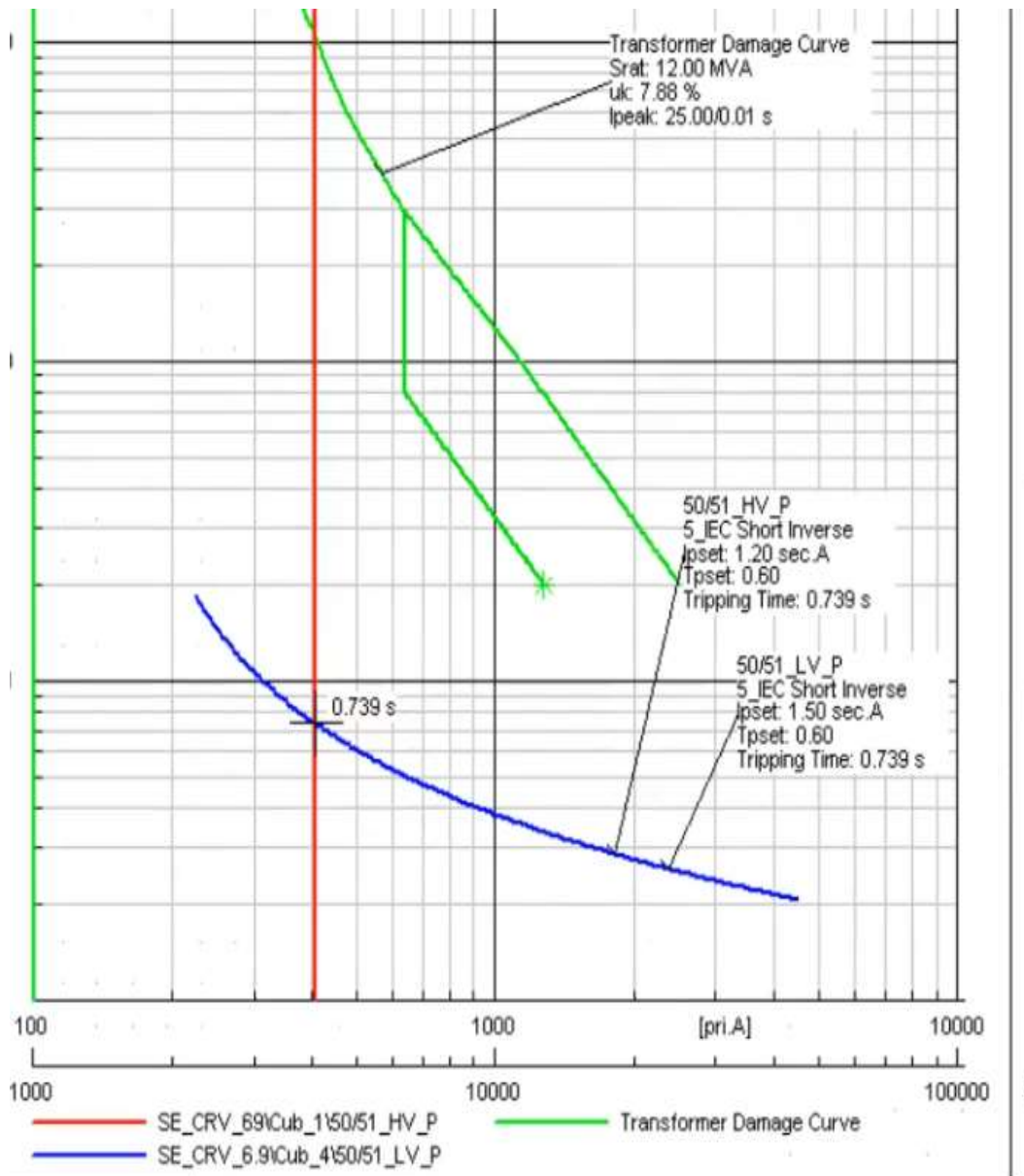


Fig. 89. Actuación protección sobrecorriente propuesta en el lado de alta del transformador

Después de garantizar que la propuesta para la protección de sobrecorriente va a trabajar de manera adecuada, en la figura 90 se muestran las curvas características para la protección de fase y de tierra.

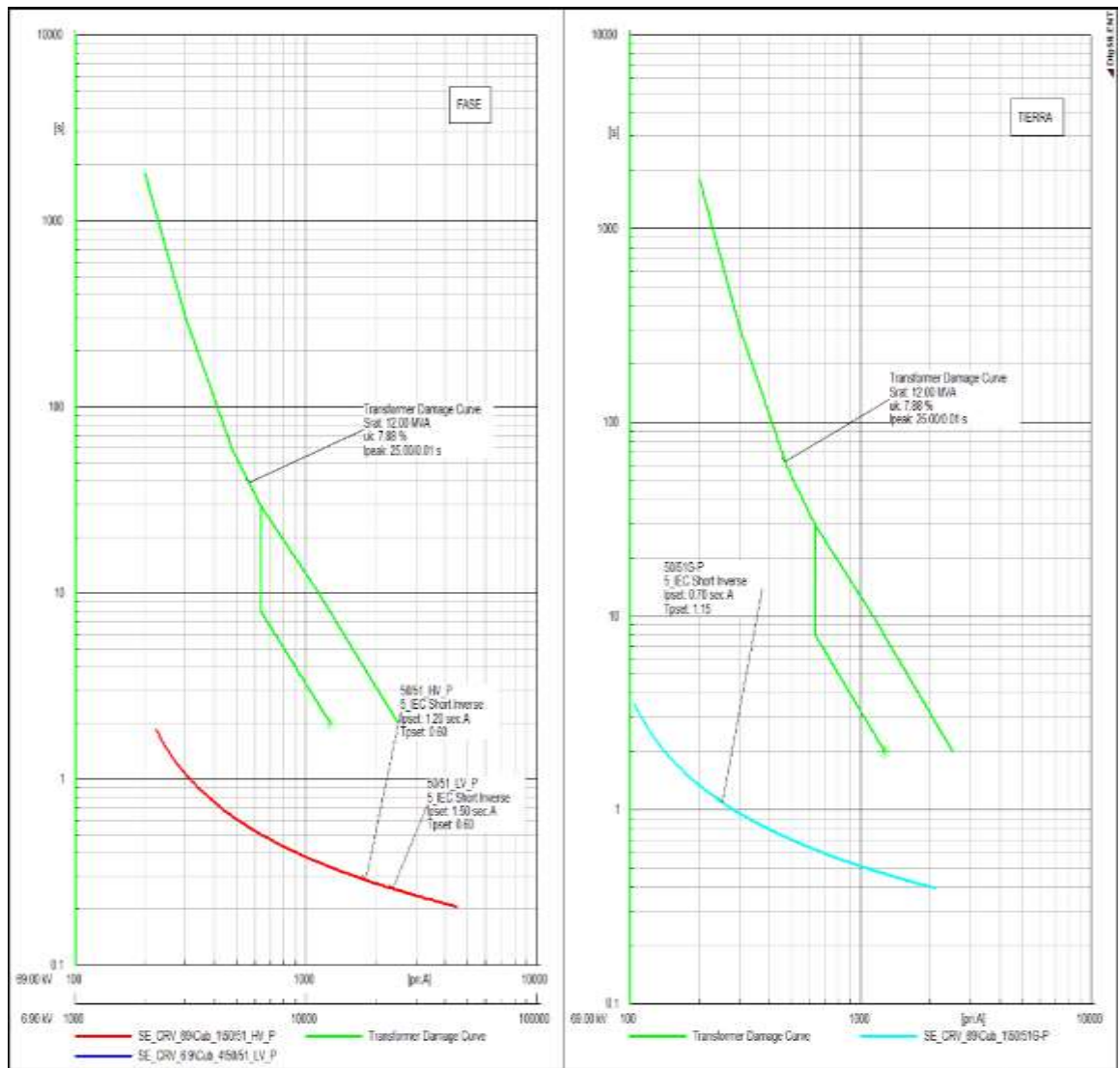


Fig. 90. Protección de sobrecorriente del transformador propuesta

3.1.3. Generador Eléctrico

El análisis para la propuesta de los ajustes de las protecciones se va a realizar para un generador, debido a que el otro generador de la Central es gemelo y tiene el mismo comportamiento, por lo tanto deben tener los mismos ajustes de protecciones.

Actualmente el aterrizamiento del generador es mediante una resistencia de alto valor, que tiene como objetivo restringir corrientes de falla monofásicas. Los parámetros del generador que fueron tomados del manual y datos de placa se ingresan al software Digsilent para la simulación, y posteriormente obtener

corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para fallas monofásicas y trifásicas, estos datos se resumen en el capítulo 2 del presente documento.

Con los resultados obtenidos en el capítulo 2, en el análisis de las protecciones instaladas actualmente, se graficó la característica diferencial del generador, tomando como referencia la característica del manual del relé para conocer cómo se va a comportar la protección ante fallas internas, externas y ante saturación del transformador de corriente; en donde se garantizó que la protección diferencial se encuentra ajustada de manera adecuada, no va a presentarse falsos disparos y puede trabajar de manera correcta sin que se presente saturación en los transformadores de corriente con el generador a carga nominal.

3.1.3.1. Protección de sobrecorriente ANSI 50/51

Para protección de respaldo de sobrecorriente de generadores se utiliza 2 funciones características que son la protección de sobrecorriente a tierra sensitiva y la protección de sobrecorriente controlada por voltaje.

A continuación se describe el análisis de cada una de ellas para proponer los ajustes para cada protección.

3.1.3.1.1. Protección de sobrecorriente a tierra sensitiva

Cuando existan fallas monofásicas en el generador se van a presentar corrientes de falla pequeñas, que la protección principal no va a medirla como una falla por lo que se debe configurar la protección de sobrecorriente a tierra sensitiva.

Dentro de las fallas a tierra del generador, éstos aportan corrientes menores al flujo, es por esta razón que se debe utilizar la característica de sobrecorriente de tierra sensitiva que ayuda a detectar corrientes pequeñas para que dispare la protección en casos que la diferencial no lo detecte.

Para ajustar esta característica, mediante la simulación del flujo de potencia se debe garantizar que en operación normal ante cualquier desbalance la protección a tierra sensitiva no dispare. De la simulación se pudo determinar que a plena carga la corriente por el neutro llega a un valor máximo de 0.6 A, por esta razón se propone mantener los ajustes actuales que es el TAP en 1 y de esta manera se garantiza que la protección no dispare en condiciones normales. De la simulación para fallas se

tiene corrientes de 11 A, por lo que ante cualquier tipo de fallas si va a disparar la protección.

El tiempo de actuación al ser una protección de respaldo se tiene actualmente configurado un tiempo de 0.5 mseg, que es el tiempo que recomienda el manual del relé de protección para garantizar que la coordinación trabaje correctamente. En la figura 91 se indica la curva característica de la protección de sobrecorriente a tierra sensitiva.

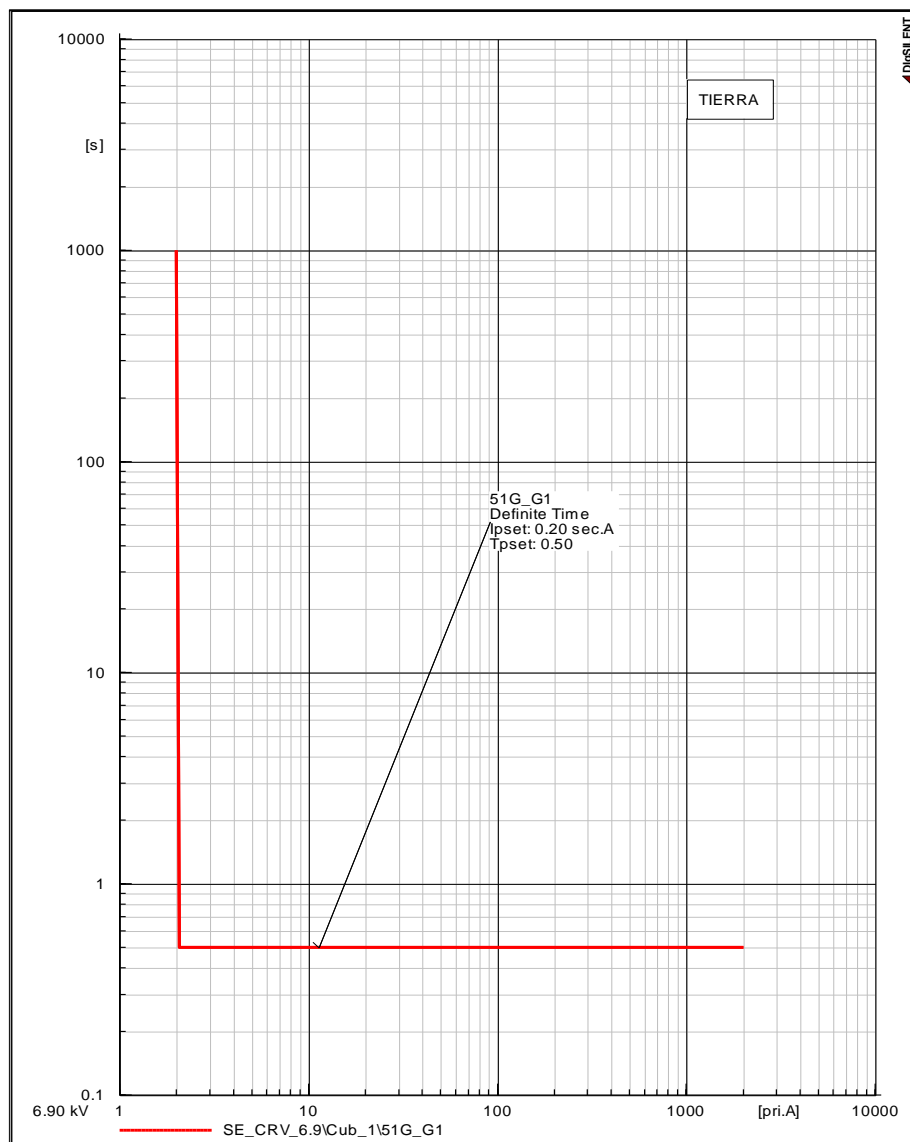


Fig. 91. Curva característica sobrecorriente a tierra sensitiva del generador

3.1.3.1.2. Protección sobrecorriente de fase controlada por voltaje ANSI 51V

Para la protección de generadores, se recomienda usar la protección de sobrecorriente controlada por voltaje, debido a que La corriente de falla tiende a ser menor al flujo de potencia por esta razón es recomendable utilizar la protección de sobrecorriente controlada por voltaje para que cuando exista una falla menor al flujo de potencia, se pueda discriminar por la caída de voltaje y el relé sepa que es una falla debido a que el voltaje del transformador de potencial va a disminuir en su magnitud. En los casos de no tener habilitada esta función el relé operaría cuando por los devanados circule la corriente nominal.

La curva característica de esta función para el relé de protección instalado en los generadores es la de la figura 92, la cual fue tomada del manual del relé General Electric modelo SR489 y en donde se calcula la relación entre voltaje fase-fase que es voltaje que mide el transformador de potencial el momento de la falla sobre el voltaje nominal

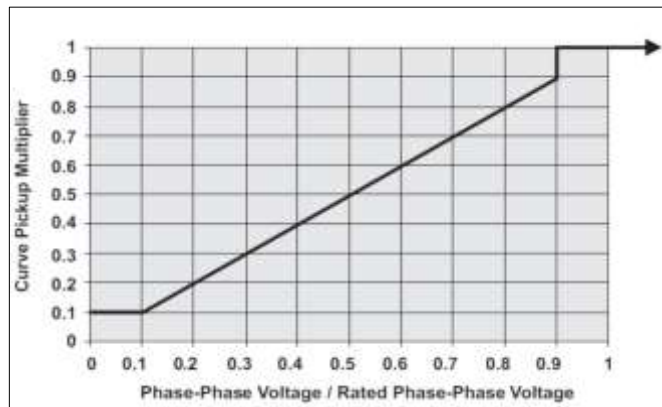


Fig. 92. Curva característica protección 51V relé SR489

El funcionamiento de la protección de sobrecorriente controlada por voltaje, es especialmente para cuando existan fallas trifásicas y no hayan sido despejadas oportunamente la corriente de falla I_f va a ser menor que la I_n nominal, debido a que el voltaje terminal y el voltaje interno son iguales a 1 pu, y la reactancia sincrónica es mayor a 1pu. El circuito equivalente y el análisis de la corriente de falla se muestran en la figura 93.

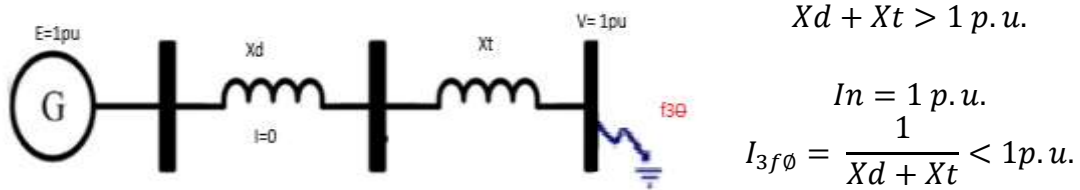


Fig. 93. Circuito equivalente falla trifásicas en barra de 69 kV

Para realizar un adecuado ajuste de la protección, se realizó evento de simulaciones dinámicas para conocer cuál es la máxima corriente de falla después del estado transitorio, esta simulación se realizó para fallas bifásicas y trifásicas para lo cual el generador debe estar conectado en forma radial para poder analizar el voltaje terminal.

En la figura 94, se indican las curvas obtenidas para voltaje y corriente para una falla trifásica.

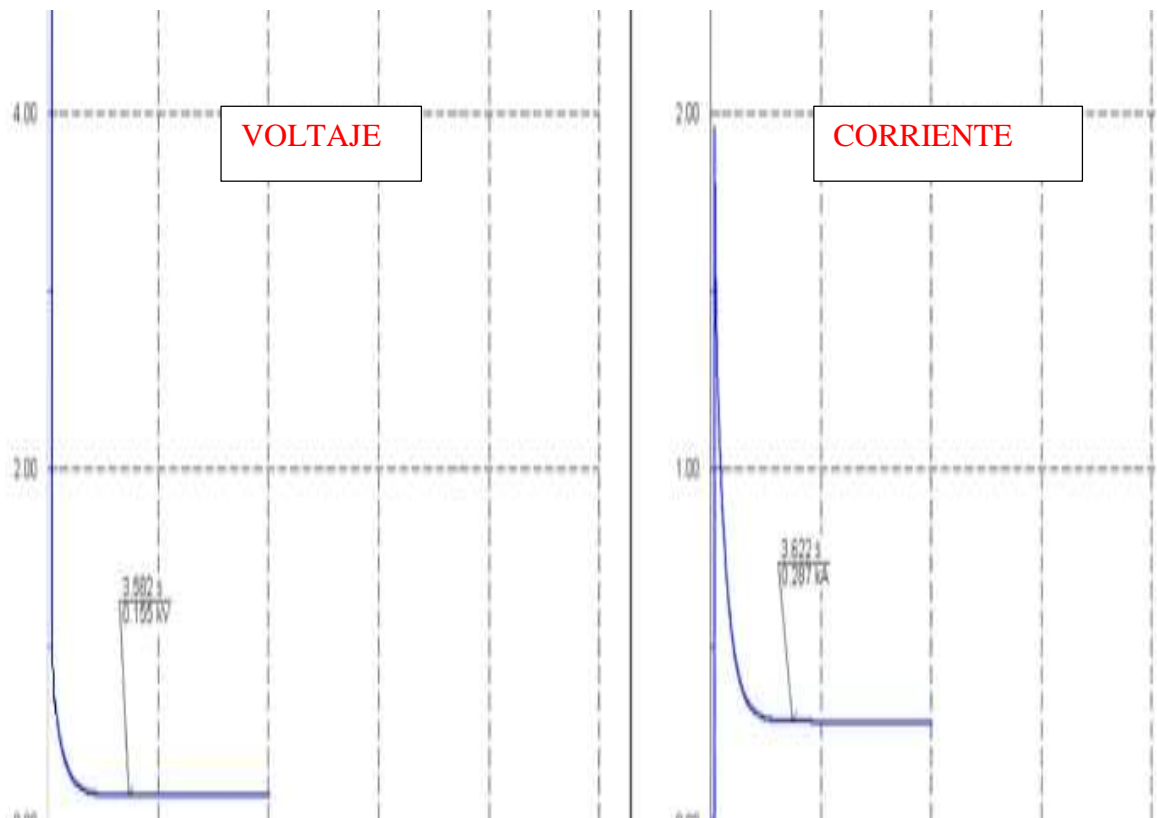


Fig. 94. Simulación de fallas trifásicas en el generador

- De los resultados obtenidos en la figura 94, se puede determinar que la corriente de falla trifásica en estado estable es 287 A, la cual es menor que 493.68 A que es la corriente nominal del generador.

De la misma manera se realiza simulaciones para fallas bifásicas, en la figura 95 se indica los resultados obtenidos de voltaje y corriente.

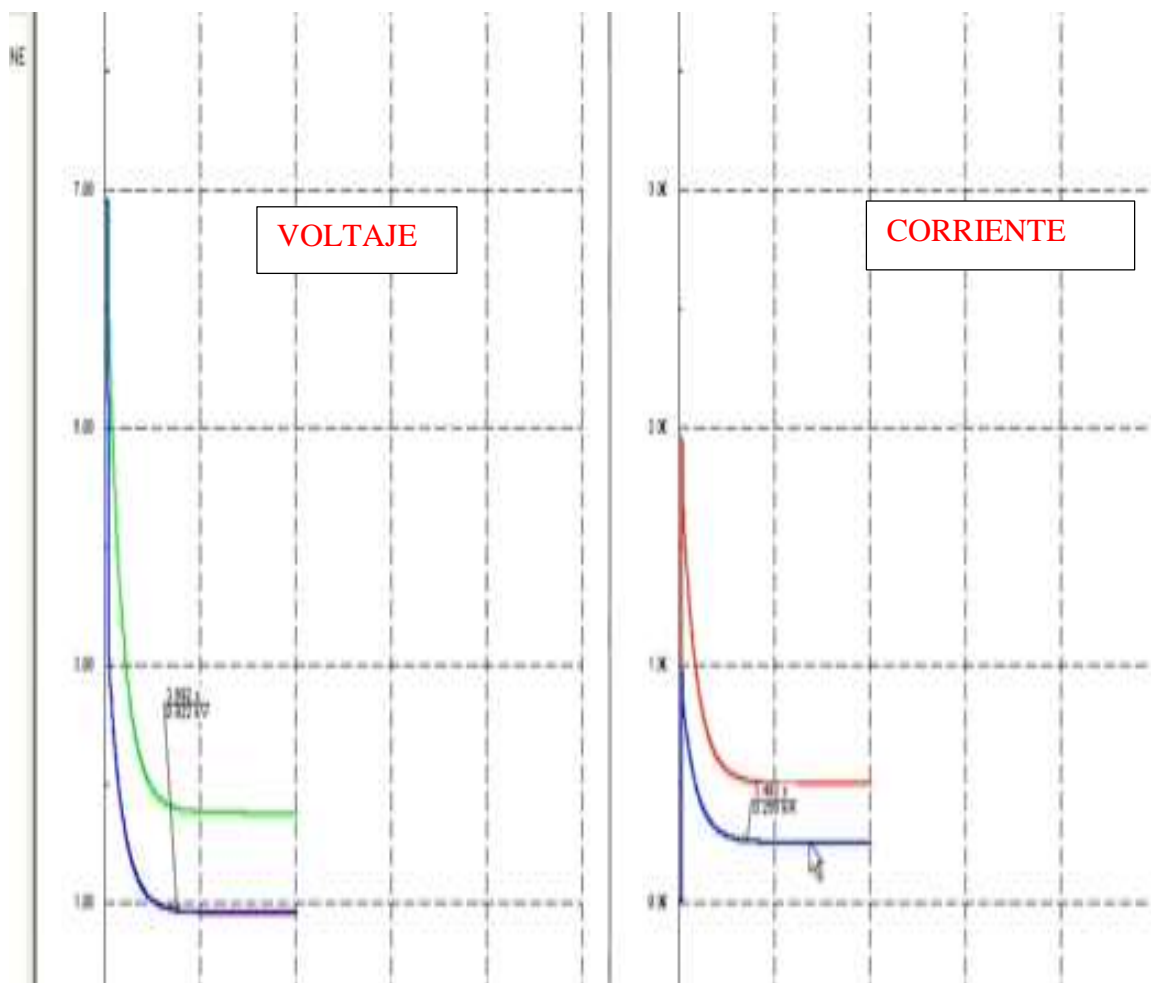


Fig. 95. Simulación de fallas bifásicas en el generador

- De los resultados obtenidos en la figura 95, se puede determinar que la corriente de falla bifásica en estado estable es 256 A, que de igual manera que en fallas trifásicas es menor que la nominal del generador

Con los valores obtenidos en la simulación de fallas bifásicas y trifásicas, en la tabla 74 se indican un resumen de todos los datos para el estado subtransitorio y transitorio, también es necesario obtener el voltaje fase-fase en valores p.u. para lo cual se divide para voltaje nominal del generador que es 6.9 kV

Tabla 74. Valores corriente y voltaje fase-fase para fallas bifásicas y trifásicas en estado subtransitorio y transitorio

Xd		
Falla Trifásica - 69 kV		
Corriente	287	A
Voltaje Fase-Fase	0.155	kV
	0.022	pu
Falla Bifásica - 69 kV		
Corriente	256	A
Voltaje Fase-Fase	0.922	kV
	0.134	pu
Xd"		
Falla Trifásica - 69 kV		
Corriente	2519	A
Voltaje Fase-Fase	1.32	kV
	0.19	pu
Falla Bifásica - 69 kV		
Corriente	1183	A
Voltaje Fase-Fase	4.6	kV
	0.7	pu

El voltaje fase-fase obtenido en la tabla 74, se lo ubica en la curva característica del relé de protección mostrada en la figura 102, para poder saber cuál es el factor de multiplicación TAP que se debe ajustar en la protección, obteniendo un valor de multiplicación de 0.1. Con todos los resultados, en la tabla 75 se muestran los ajustes actuales, y los ajustes propuestos para esta protección.

Tabla 75. Valores propuestos protección sobrecorriente controlada por voltaje

PHASE OVERCURRENT 51V		
	Actuales	Propuestos
Phase Overcurrent Trip	Lached	Lached
Phase Overcurrent Trip Relays	Relays 1-2-3-4	Relays 1-2-3-4
Enable Voltage Restraint	No	SI
Phase Overcurrent Pickup	1.10xCT	1.5xCT
Curve Shape	IEC Short Inverse	IEC Short Inverse
Overcurrent Curve Multiplier	1.1	1.1
Overcurrent Curve Reset	Instantaneous	Instantaneous

De los ajustes propuestos en la tabla 75 se habilita la función de sobrecorriente controlada por voltaje y se aumenta el TAP a $1.5 \times CT$ en base a la recomendación del manual del relé en donde indica que la corriente de disparo debe ajustarse al 150% de la corriente nominal del generador, este ajuste típicamente da una corriente de disparo del 25% de la corriente nominal del generador con 0% de restricción de voltaje.

3.2. Conclusiones

- Se aumentó la protección de distancia de las líneas de transmisión al 80% en la Zona 1, con característica cuadrilateral y mantener deshabilitada la Zona 2, esto debido a que la línea es de distancia corta, y de los resultados de la simulación se pudo determinar que trabaja de manera correcta, en estas condiciones. De las simulaciones realizadas, cuando existan fallas a más del 80% de la línea de transmisión van a actuar las protecciones de la subestación de llegada que es la manera correcta de trabajar.
- Con la ayuda del barrido de cortocircuito, en donde se simuló fallas desde el 10% hasta el 100% de la línea de transmisión para diferentes valores de resistencia desde $R=0$ ohmios hasta n veces, se pudo garantizar cómo se comporta los lazos de impedancia y se puede escoger el mejor valor de resistencia y así poder ajustar de mejor manera la zona de protección Z1, para valores de resistencia mayores a 5 ohmios los lazos de impedancia comenzaron a salirse de la característica cuadrilateral.
- Con la simulación del flujo de carga proyectada, se pudo evidenciar que es necesario cambiar los transformadores de corriente de protección de las líneas de transmisión, debido a que la corriente que circularía por las líneas superaría a la nominal, de igual manera se comprobó que los niveles de voltaje en las barras de las sub estaciones, están dentro de los rangos máximo y mínimos permitidos, por lo cual, el sistema no es afectado por el incremento de carga proyectada.

- Se cambió la protección de sobrecorriente no direccional, por direccional para evitar disparos erróneos porque en esas condiciones existe una descoordinación de protecciones y no puede trabajar la Central conectada a la subestación de Totoras, con el cambio propuesto se deja un solo ajuste para los 3 escenarios posibles de operación de la Central.
- La protección diferencial del transformador trabaja de manera adecuada con los ajustes actuales, sin embargo se cambia configura la protección de sobrecorriente como una protección de respaldo con retardo de tiempo, para que no dispare de manera instantánea en fallas en el transformador.
- De la simulación de fallas en el transformador, con los ajustes de la protección de sobrecorriente, se pudo garantizar que el transformador no llega a la curva de daños, por lo que no se pone en riesgo el transformador en cualquier escenario que trabaje la Central.
- Se configura la protección de respaldo del generador con la característica de sobrecorriente controlada por voltaje, debido a que es la configuración típica para un generador y de esta manera se garantiza que ante cualquier desbalance en operación normal la protección no dispare.

CONCLUSIONES GENERALES

- La metodología realizada en el presente trabajo de investigación, para el estudio de coordinación de protecciones permitió la simulación en la herramienta Power Factory de DigSILENT mediante el cual se pudo establecer el diagnóstico actual del sistema de protecciones y permitió plantear ajustes para los relés de protecciones y así mejorar la coordinación de protecciones del sistema.
- El presente proyecto permitió utilizar la herramienta de simulación y cálculo de saturación de transformadores de corriente “CT Saturation Theory and Calculator” , el cual está basado en las normas internacionales vigentes para pruebas de transformadores de corriente como son: IEEE C37.110-2007, IEEE C57.13.1-2006, IEC 44-6-1992, mediante la cual permite garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de protección utilizados así como también permite validar si la selección del transformador de corriente es la adecuada.
- El estudio de coordinación de protecciones ayuda a reducir al mínimo las posibles malas actuaciones de los equipos de protección, las cuales pueden darse por mala calibración, o mal dimensionamiento de los equipos primarios son los transformadores de corriente. Con los ajustes propuestos en el sistema de protecciones se puede garantizar que la Central pueda operar en cualquier escenario posible y no tenga operaciones indebidas de los relés de protección.
- Para el cálculo de estudio de coordinación de protecciones, fue necesario realizar el cálculo de corrientes de cortocircuito en las líneas de transmisión, transformador y generador, lo cual permitió obtener las curvas de actuación de cada relé de protección y a partir de ahí se realizó la simulación para la coordinación de cada función de protección en función al tiempo de actuación, de esta manera se pudo garantizar que las protecciones actúen de manera correcta y coordinada. En la protección de sobrecorriente para las líneas de transmisión ANSI 50/51 se coordinó con una característica cuadrilateral para

garantizar que no dispare de manera instantánea por fallas en las sub estaciones adyacentes.

- El presente estudio de coordinación de protecciones, se basa en las necesidades de la Central Rio Verde Chico, la cual después de realizar las simulaciones correspondientes con los ajustes propuestos se garantiza la operatividad, confiabilidad seguridad y selectividad del sistema de protecciones, el cual debe trabajar en concordancia con los sistemas de protecciones existentes de la Empresa Eléctrica Ambato EEASA y CELEC Transelectric.

RECOMENDACIONES

- El presente trabajo permitió identificar los ajustes necesarios en los relés de protección para mejorar la coordinación de protecciones, para lo cual se debe validar los ajustes propuestos para los relés de protección considerando en las pruebas los valores de corrientes de cortocircuito trifásicas, bifásicas y monofásicas en condiciones máximas y mínimas.
- La Central Rio Verde Chico, debe realizar la implementación de los ajustes propuestos en el presente estudio, lo cual va a garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones, así como le va a permitir trabajar en todos los escenarios posibles de operación.
- Realizar pruebas de todas las funciones de protección con los ajustes propuestos, con la central fuera de servicio mediante una maleta de pruebas, lo que permitirá verificar en tiempo real que los ajustes planteados sean los adecuados.
- Una vez implementado los ajustes propuestos en el sistema de protecciones se recomienda cerrar el anillo de subtransmisión a nivel de 69 kV tanto en la subestación Totoras como en la subestación Transelectric con el fin de mejorar la seguridad, confiabilidad del sistema, así como garantizar la calidad del servicio eléctrico.
- Es necesario con la ayuda de una herramienta informática realizar una simulación de estabilidad de potencia, para conocer cómo se comporta el sistema de potencia de la central después de configurar los parámetros propuestos en las funciones de protecciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. M. De la Cruz Gomez, Instalaciones de puesta a tierra y protección de sistemas eléctricos, Barcelona: Experiencia, 2015.
- [2] J. Martínez Velasco, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Madrid - España: McGraw-Hill, 2013.
- [3] F. Balbás García, Sistemas de energía eléctrica en alta tensión, Santander: Universidad de Cantabria, 2017.
- [4] L. Corrales Barrios y J. Paz Álvarez, Filtros para relés digitales de protección de sistemas eléctricos, Cuba: Universitaria, 2016.
- [5] Siemens, «SIPROTEC 5. Device Series Protection Automation and Monitoring Catalog Edition 5,» 2010. [En línea]. Available: <https://epc-spb.ru/upload/iblock/12b/12bb5fdcb848cb7d80ff2563b00f4fd9.pdf>.
- [6] W. Hernández, «Automatización de simulaciones en DigSilent Power Factory para la verificación de ajustes de protecciones distancia.,» 2016. [En línea]. Available: <https://bibdigital.unal.edu.co/70312/1/1053778183.2018.pdf>.
- [7] N. Caicedo Delgado y C. Andrade Alegría, «Ajuste protección de sobreexcitación ANSI 24 de un generador sincrónico para un relé Siemens 7UM62,» 2019. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.14483/22487638.13785>.
- [8] Power Systems Engineering Committee, *IEEE Recommended Practice for Electric Power*, IEEE Standards Board, 1993.
- [9] R. d. J. AGUAS RAMOS, «Metodología para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito,» Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias, 2011.

- [10] SCHNEIDER ELECTRIC, «Calculo de Corrientes de Cortocircuito,» Cuaderno Tecnico N° 158, 2000.
- [11] J. Das, Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics, Marcel Dekker, Inc, 2002.
- [12] J. F. Chapi Lucero, «Determinación de ajustes de la protección de sobrecorriente en base a la estimación de corrientes de cortocircuito usando mediciones locales,» 06 2019. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20299/1/CD%209766.pdf>. [Último acceso: 09 2022].
- [13] C. W. Aguirre Cárdenas, *Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando Power Factory 13.1 de DigSILENT*, Quito, 2008.
- [14] MARTINEZ, Alberto, «Universidad Tecnológica Nacional,» 2014. [En línea]. Available: https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/electrica/3_anio/electrotecnia_2/Metodo_de_las_componentes_simetricas_-_Teoria.pdf. [Último acceso: 07 2022].
- [15] J. DURON, «Curso de Protecciones de Generadores,» CFE.
- [16] I. Hernández Jimenez, «LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:,» CENTRO DE ENSEÑANZA TECNICA INDUSTRIAL, [En línea]. Available: http://isaacjimenezceti.mex.tl/765706_-Caracteristicas-de-las-lineas-de-transmision-.html. [Último acceso: 10 2022].
- [17] V. Mejia, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Colombia: Impresiones Graficas Ltda, 2003.
- [18] TECSA, «TIPOS Y APLICACIONES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL,» 08 2021. [En línea]. Available:

- <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/transformador-de-potencial/>. [Último acceso: 07 2022].
- [19] K. CHASI ALARCON, «Modelamiento de un transformador óptico de corriente ideal para sistemas de protecciones.,» 2019. [En línea]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/5595/1/PI-001117.pdf>. [Último acceso: 2022].
- [20] B. CHERE QUIÑONEZ, «Estudio de saturación de transformadores de corriente: análisis y simulación,» Brazilian Applied Science Review, Curitiba, 2021.
- [21] W. Zepeda López, «Efecto de saturación del núcleo en transformadores de corriente de media y baja tensión,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.repositorio.usac.edu.gt/11020/1/Werner%20Sa%C3%BA1%20Zepeda%20L%C3%B3pez.pdf>. [Último acceso: 07 2022].
- [22] A. Galindo, «¿Qué es la energía nuclear? La ciencia de la energía nucleoelectrónica,» Organismo Internacional de Energía Atómica, 11 2021. [En línea]. Available: <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-es-la-energia-nuclear-la-ciencia-de-la-energia-nucleoelectrica>. [Último acceso: 07 2022].
- [23] B. Ramirez y A. Carolyn, «Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica,» SectorElectricidad, 05 2015. [En línea]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 07 2022].
- [24] Sector Electricidad, «Distribución de energía eléctrica,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/9602/distribucion-de-energia-electrica/>. [Último acceso: 07 2022].
- [25] R. A. Brantes, «Biblioteca Digital EPN,» 04 2008. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/950/1/CD-1409.pdf>. [Último acceso: 08 2022].

- [26] XM S.A. E.S.P., «Configuraciones de Subestaciones Eléctricas,» [En línea]. Available: https://subestacionesupe.files.wordpress.com/2017/03/03_configuracion-de-subestaciones-electricas.pdf. [Último acceso: 08 2022].
- [27] L. C. Contreras, «¿Qué es la Protección de Distancia?,» LinkedIn, 10 2021. [En línea]. Available: <https://es.linkedin.com/pulse/qu%C3%A9-es-la-protecci%C3%B3n-de-distancia-leiry-chinchilla-contreras>. [Último acceso: 09 2022].
- [28] A. Merla, «Fundamentos Básicos de la Protección contra sobrecorriente,» cursostesla, 04 2021. [En línea]. Available: <https://cursostesla.com/fundamentos-basicos-de-la-proteccion-contrasobrecorriente>. [Último acceso: 09 2022].
- [29] Sergiodmg, «Protecciones 101 50/51,» Protecciones Electricas 101, 09 2013. [En línea]. Available: <http://proteccioneselectricas101.blogspot.com/2013/09/proteccion-5051-tambien-conocida-como.html>. [Último acceso: 09 2022].
- [30] L. Contreras, «¿Cómo funciona la Protección Diferencial de Línea?,» LinkedIn, 11 2021. [En línea]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/c%C3%B3mo-funciona-la-protecci%C3%B3n-diferencial-de-l%C3%A1nea-leiry>. [Último acceso: 10 2022].
- [31] J. M. Aller, Maquinas Electricas Rotativas, Caracas: Equinoccio, 2008.
- [32] J. O. A. Tailor, Restoration of Fuse-Recloser Coordination in Distribution System with high DG Penetration, 2010.
- [33] M. J. Lozada Rincón, «Guía para Coordinación de Parotecciones,» Universidad Tecnológica Pereira, Pereira, 2019.

- [34] inele.cl, «Protecciones de sobrecorriente,» Yumpu, 2016. [En línea]. Available: <https://www.yumpu.com/es/document/read/43582621/capitulo-3-protecciones-de-sobrecorriente-31->.

ANEXOS

Energía para el Desarrollo



CERTIFICADO DE VALIDACIÓN

Quien suscribe, en calidad de jefe de Planta de la Central Rio Verde Chico, en donde se desarrolló el Trabajo de Titulación "COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO", presentado por MOLINA SALZAR CARLOS ANDRÉS, para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne todos los requisitos y cumple con lo requerido por la Central Rio Verde Chico

Baños, diciembre 06 del 2023

Firma

MSC. Jorge Luis Paredes Freire
JEFE DE PLANTA HRVC
C.C. 060439813-1

HIDROSIERRA
S.A.



CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DE INFORMACION ENTREGADA

En mi calidad de Jefe de Planta de la Central Rio Verde Chico, en donde se desarrolló el Trabajo de Titulación "COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA RÍO VERDE CHICO", presentado por MOLINA SALZAR CARLOS ANDRÉS, para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que toda la información entregada como: informes, datos operativos, manuales, datos de placa de equipos, y demás información necesaria para ejecutar el proyecto de investigación ha sido auténtica y corresponden a la Central Rio Verde Chico

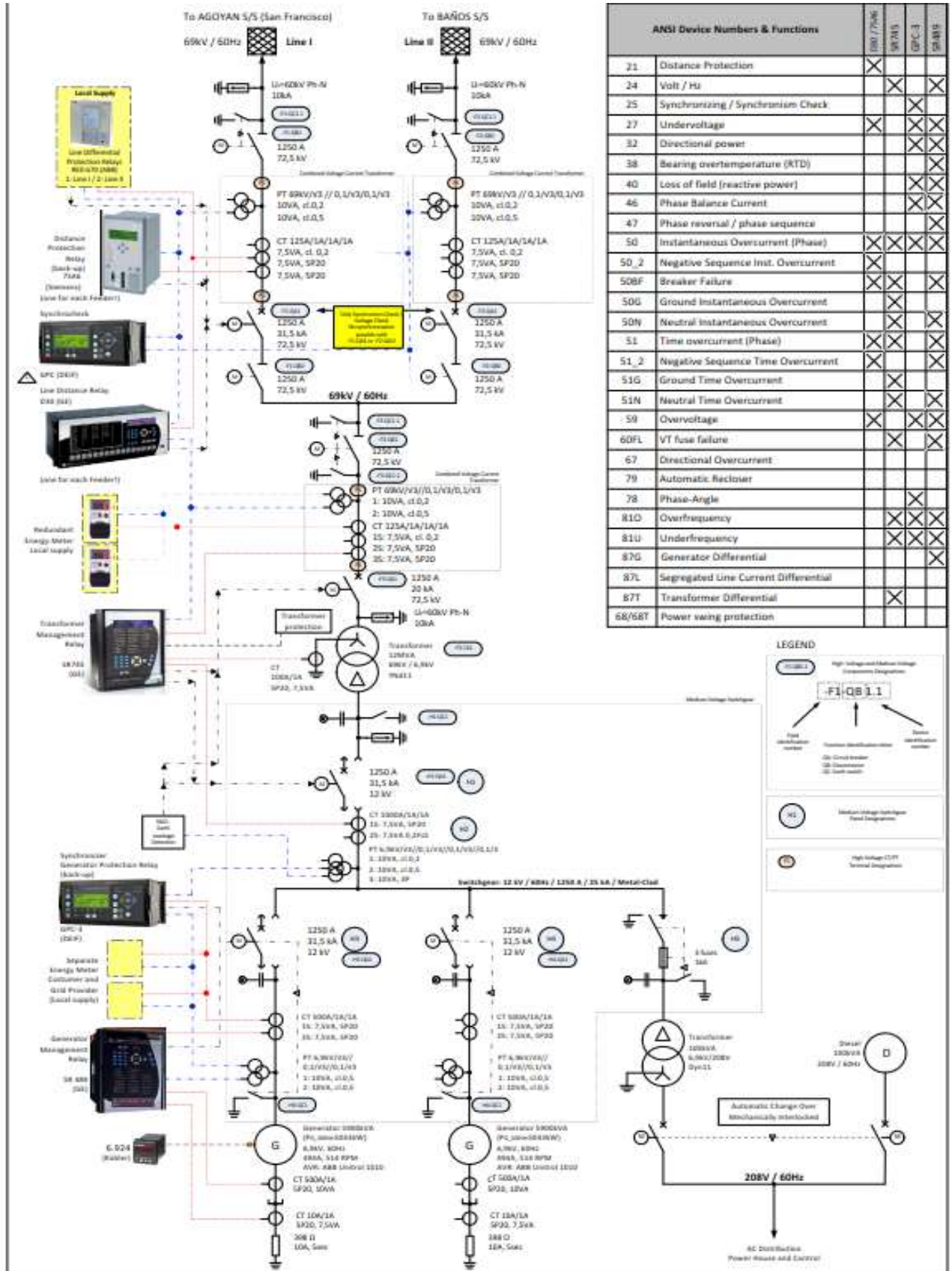
Baños, diciembre 06 del 2023

Firma

MSc. Jorge Luis Paredes Freire
JEFE DE PLANTA HRVC
T.C. 060439813-1

HIDROSIERRA
S.A.

DIAGRAMA UNIFILAR



FOTOS DE PLACAS DE CASA DE MÁQUINAS

GENERADOR #1

WVK Wasserkraft Volk AG		Synchrongenerator Synchronous Alternator Alternateur Synchrone Generador Sincrono			Wasserkraft Volk AG Am Stollen 12 79281 Gutsch/Germany Tel: +49 (0) 7885 9108 0 Fax: +49 (0) 7885 9108 10 Internet: www.wkv-ag.com	
kVA	5900	Type	HEG15e-14 H		Type	
cos φ	0,9	Serial no.	14BP1009-1		No. de série	
V	6900 Y	Schaltbild Circuit diagram	S-H-1084, S-Z-1084		Diagramme	
A	494	Baujahr Year of manuf.	2016	Année de constr. Año de constr.	Bauvorschrift Standard	IEC 60034
Hz	60	Phasenzahl No. of phases	3	No. de phase No. de fases	Schutzart Protection deg.	IP23
1/min	514	Drehrichtung Dir. of rotation	Rechts-CW	Sens de rotation Sentido de giro	Gewicht Weight	38
°C	40	Phasenfolge Phase rotation	U-V-W	Ordre de phase Cont. de fases	Erregung Excitation	60
müNN masl	1680	Isolationsklasse Insulation class	F	Classe d'isolation Clase del aislam.	Erregung Excitation	5,0
	TP14HIS0202CIG	Erwärmung Temp. rise	F	Echauffement Calentamiento	Hilfserrg. Aux. exc.	120
	Überdrehzahl / overspeed 925 1/min, 2 min			Bilfshe-Heizg. Anticonf. heater	1680 W	210 V / 7,5 A
ACHTUNG:	Dieses Typenschild nicht entfernen !		Beiliegende Bedienungsanleitung beachten !			
CAUTION:	Do not remove this rating plate !		Consider the attached operating instructions !			
ATTENTION:	Cette enseigne de type n'enlèvent pas !		Observer le mode d'emploi !			
PRECAUCIÓN:	No retirar este cartel !		Considerar manual de instrucciones adjuntas !			

GENERADOR #2

WVK Wasserkraft Volk AG		Synchrongenerator Synchronous Alternator Alternateur Synchrone Generador Sincrono			Wasserkraft Volk AG Am Stollen 12 79281 Gutsch/Germany Tel: +49 (0) 7885 9108 0 Fax: +49 (0) 7885 9108 10 Internet: www.wkv-ag.com	
kVA	5900	Type	HEG15e-14 H		Type	
cos φ	0,9	Serial no.	14BP1009-2		No. de série	
V	6900 Y	Schaltbild Circuit diagram	S-H-1084, S-Z-1084		Diagramme	
A	494	Baujahr Year of manuf.	2016	Année de constr. Año de constr.	Bauvorschrift Standard	IEC 60034
Hz	60	Phasenzahl No. of phases	3	No. de phase No. de fases	Schutzart Protection deg.	IP23
1/min	514	Drehrichtung Dir. of rotation	Rechts-CW	Sens de rotation Sentido de giro	Gewicht Weight	38
°C	40	Phasenfolge Phase rotation	U-V-W	Ordre de phase Cont. de fases	Erregung Excitation	60
müNN masl	1680	Isolationsklasse Insulation class	F	Classe d'isolation Clase del aislam.	Erregung Excitation	5,0
	F-4HIS0202CIG	Erwärmung Temp. rise	F	Echauffement Calentamiento	Hilfserrg. Aux. exc.	120
	Überdrehzahl / overspeed 925 1/min, 2 min			Bilfshe-Heizg. Anticonf. heater	1680 W	210 V / 7,5 A
ACHTUNG:	Dieses Typenschild nicht entfernen !		Beiliegende Bedienungsanleitung beachten !			
CAUTION:	Do not remove this rating plate !		Consider the attached operating instructions !			
ATTENTION:	Cette enseigne de type n'enlèvent pas !		Observer le mode d'emploi !			
PRECAUCIÓN:	No retirar este cartel !		Considerar manual de instrucciones adjuntas !			

TRANSFORMADOR AUXILIAR 6.9KV / 220V

CELME S.r.l.
 36054 Montebello Vic. (Italy)
 www.celmesrl.com

EN60076

THREE-PHASE TRANSFORMER IEC 60076

Code **TDS3076 U001** S/N **57427**

Cooling **ONAN** Power [kVA] **100**

Frequency [Hz] **60** Year **2015** Connection **Dyn11**

Primary side insulation level **60 LI - 20 AC**

Secondary side insulation level **3 AC**

Impedance [%] **3.89**

Total weight [kg] **630** Fluid weight [kg] **160**

Untank weight [kg] **355** Transp. weight [kg] **630**

Ambient temp. [°C] **-25 +40** Altitude [m] **1700**


ΔT oil [K] **60** ΔT winding [K] **65**

Primary side		
	Voltage [V]	Current [A]
1	7245	7.97
2	7072.5	8.16
3	6900	8.37
4	6727.5	8.58
5	6555	8.81

Secondary side		
	Voltage [V]	Current [A]
	208	277.57

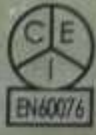
FOTOS DE PLACAS DE SUBESTACIÓN

TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN



CELME

S.r.l.
36054 Montebello Vic. (Italy)
www.celmesrl.com



THREE-PHASE TRANSFORMER IEC 60076

Code S/N

Cooling Power [kVA]

Frequency [Hz] Year Connection

Primary side insulation level

Secondary side insulation level

Impedance [%]

Total weight [kg] Oil weight [kg]

Untank weight [kg] Transp. weight [kg]

Ambient temp. [°C] Altitude [m]

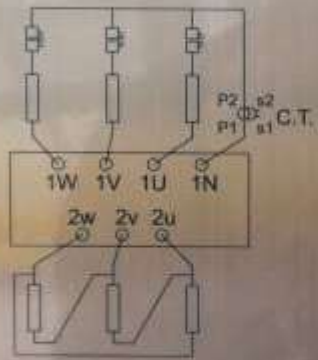
ΔT oil [K] ΔT winding [K]

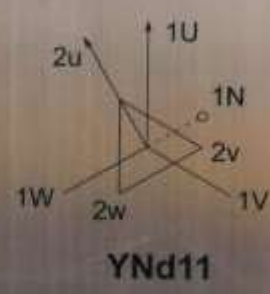
Primary side

	Voltage [V]	Current [A]
1	72450	95.63
2	70725	97.96
3	69000	100.41
4	67275	102.98
5	65550	105.69

Secondary side

Voltage [V]	Current [A]
6900	1004.09





YNd11

Oil type: Uninhibited mineral oil (according to IEC 60296) - Bergoil 100N
CT: 100/1A 7.5VA Cl. 5P20 60 Hz.

PARARRAYOS



CONTADOR DE PARARRAYOS



INTERRUPTORES TABLERO DE CONTROL

ABB		Certifera gases fluorados de efecto invernadero regulados por el Protocolo de Kioto		CE
		made in Sweden		
Interrupción tipo	110 12 501/B	Recomando de operación tipo	BLK 222	
Número	1HSB01528121	Número	1HSB01528121-A1	
Orden	KCS000250710	Año de fabricación	2015	
Tensión	12.5 kV	Norma	IEC 62271-100	
Nivel de tensión a distanc	1700 m	A tierra	A través de contactos abiertos	
al impulso tipo tipo 8 (M)		325 kV	325 kV	
al impulso de manobra (SM)		- kV	- kV	
a frecuencia industrial		140 kV	140 kV	
Frecuencia	60 Hz	Niv. de operación	0.80 MPa (aprox.)	
Corriente nominal	1250 A	Presión de gas (x20°C)		
Corriente de cortocircuito	40 kA	Llamado	0.70 MPa (total)	
Componente de c.c.	53 %	Alarma	0.62 MPa (total)	
Factor de primer polo	1.5	Bloqueo	0.60 MPa (total)	
Factor de cierre	104 kA	Volumen por polo	52 l	
Corriente de corta duración	1 s	Masa de gas	8 kg	
Corriente de interrupción de		Masa total	124 kg	
línea en vacío	10 A	Secuencia de operación	0-1 30-10 min (1)	
Clasificación	H2	Temperatura	-25 °C	

INTERRUPTOR



MEDIDOR COMBINADO PT/CT



SECCIONADORES



PANEL DE CONTROL SECCIONADORES



CUCHILLA DE TIERRA DE SECCIONADORES



AKTİF

ELEKTROTEKNİK

SNC SWITCHGEAR

(EN 62271-200)

Type	: SNC-12.0630.20/1.TL		
Serial Number	: SN 150142-05		
Manufacturing Date	: November, 2015		
Ur	: 12 kV	Ir	: 630 A (Feeder)
Ud	: 28 kV / 1 min.	Main Busbar	: 1250 A (Busbar)
Up	: 75 kV	Ik	: 20 kA / 3 s
fr	: 50 / 60 Hz	Ip	: 50 kA
IAC	: AFLR	LSC	: 1-PM
Protection Degree	: IP 4X, Indoor		
Dimensions	: 800x1400x2250 mm		
Weight	: 700 kg		
Circuit Breaker type	: -		(EN 62271-100)
Disconnecter type	: H22 SEA		(EN 62271-102)
Current Transformer type	: -		(EN 60044-1)
L1	: -		
L2	: -		
L3	: -		
Voltage Transformer type	: -		(EN 60044-2)
L1	: -		
L2	: -		
L3	: -		

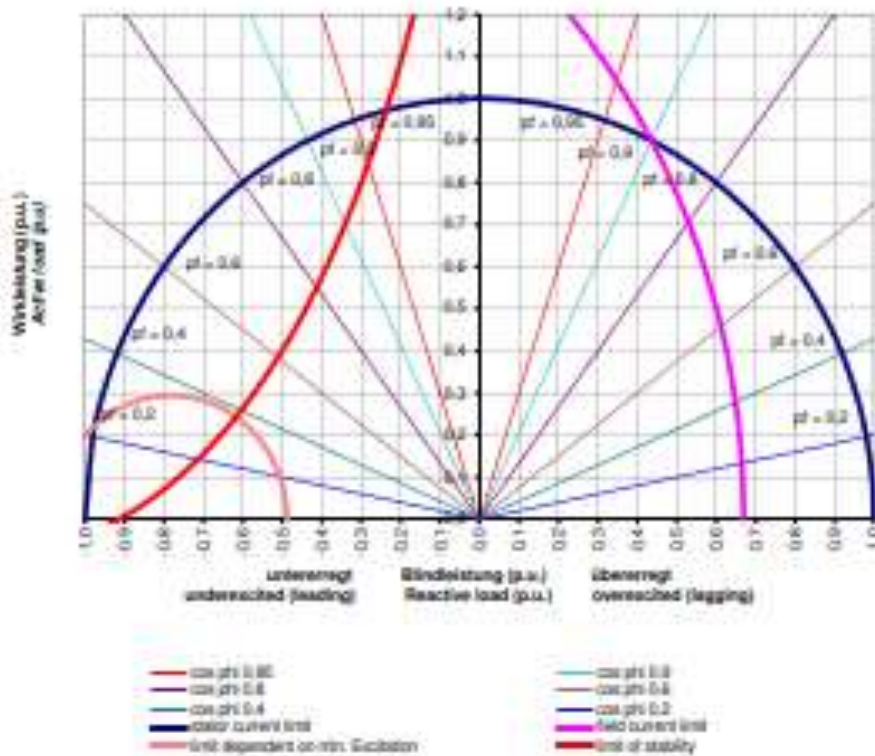
Aksemsettin Mah. Catalca Sok. No: 113 Sincan 06930 Ankara, Turkey
 Tel : +90 312 2694602 E-mail : a.es@aktif.net
 Fax : +90 312 2694501 Web : www.aktif.net

CURVA CAPABILIDAD GENERADOR

Alternator type: HEG15e-14
WKV-Order: FS14HGS0202CIC-14BP1009
 Rated output [kVA]: 5000
 Rated voltage [kV]: 6.90
 Rated frequency [Hz]: 60
 Rated power factor: 0.9 overexcited (lagging)



Leistungsdigramm (P/Q)
P/Q-Capability



Notizen / remarks:

Diagram for U_N

Alle Angaben gemäß VDE 6120, IEC 34 - zur Angebotsstellung

Alle Daten according VDE 6120, IEC 34 - for offer

Datum / Date: 08.10.2014

Herausgeber / Author: DS

Revision: 2

WKV-Order: **FS14HIS0202CIC-14BP1009**

Nennwerten / nominal data

Leistung S_N : Rating	5.900 kVA	$\cos \varphi_N$: p.f.	0,90
Spannung U_N : Voltage	6.900 V	Strom I_N : Current	494 A
Frequenz f_N : Frequency	60 Hz	Drehzahl n_N : Speed	514 1/min
Schutzart Protection	IP 23	Durchg.-Drehzahl n_D : Runaway speed	900 min⁻¹
Kühlart Cooling mode	IC 01	Bauform Design	B3 / IM 1001

Die Nennwerten sind bezogen auf / The data are related to:

Umgebungstemp. / Ambient air temp.	40 °C	Isolationsklasse / Insulation class	F
Kühlwassertemp. / Cooling water inlet temp.	n/a	Erwärmung / Temperature rise	F
Aufstiezhöhe / Altitude at site	1680 m.a.s.l.	Klassifikation / Classification	IEC 34
Spannungsbereich für Dauerbetrieb / Voltage range for continuous service			± 5% (EN 60034-1, Zone A)
Frequenzbereich für Dauerbetrieb / Frequency range for continuous service			± 2% (EN 60034-1, Zone A)

Reaktanzen und Zeitkonstanten / Reactances and time constants

	unsat.	sat.		unsat.	sat.				
x_d :	1,700	1,545	p.u.	x_d' :	0,850	0,833	p.u.	T_{d0}' :	2,634 s
x_d'' :	0,277	0,277	p.u.	x_d''' :	0,850	0,850	p.u.	T_d' :	0,429 s
x_q :	0,202	0,184	p.u.	x_q'' :	0,202	0,202	p.u.	T_d'' :	0,026 s
x_q' :	0,213	0,193	p.u.	x_q''' :	0,061	0,055	p.u.	T_{d0}'' :	0,104 s
$x_{2\sigma}$:	n.a.	0,110	p.u.	$x_{2\sigma}'$:	n.a.	n.a.	p.u.*	$T_{2\sigma}'$:	0,036 s
$r_s(20°C)$:	0,005		p.u.*	Z_N :	8,0695	Ω		$T_{2\sigma}''$:	0,532 s
$r_f(20°C)$:	0,00850		p.u.*	K_N :	0,65			$T_{2\sigma}'''$:	0,199 s
$r_D(20°C)$:	0,00800		p.u.*					$T_{2\sigma}''''$:	0,521 s
								$T_{2\sigma}'''''$:	0,052 s

* Sofern nicht angegeben, siehe Polpaarzahl / if not mentioned, see valid pole count

Wirkungsgrade / Efficiencies

	$P_N = 5310 \text{ kW}_e$	$0,25 P_N$	$0,5 P_N$	$0,75 P_N$	P_N
η [%] p.f.=0,8		n/a	n/a	n/a	n/a
η [%] p.f.=0,85		n/a	n/a	n/a	n/a
η [%] p.f.=0,9		94,27	96,52	97,11	97,27
η [%] p.f.=0,95		94,35	96,65	97,28	97,48
η [%] p.f.=1,0		94,43	96,78	97,45	97,70

Kurzschlußdaten, Transiente / Short circuit data, transient data

I_{sc}'' :	2,68 kA	Anfangskurzschlußwechselstrom (3-) / Initial short circuit current (3-)	p.u.	5,43
i_{sc} :	6,83 kA	Stoßkurzschlußstrom (3-) / Max. peak current (3-)		13,83
I_{sc} :	1,48 kA	Dauerkurzschlußstrom (3-) / Sustained short circuit current (3-)		3,00
M_{sc2} :	774,0 kNm	Stoßkurzschlußmoment (2-) / Initial short circuit torque (2-)		7,07
M_{sc3} :	595,4 kNm	Stoßkurzschlußmoment (3-) / Initial short circuit torque (3-)		5,43
M_{sc} :	1664,1 kNm	Max. Fehlsynchronisationsmoment / max. faulty synchronization torque		15,19
$M_{sc,r}$:	109,55 kNm	Nennscheinmoment / rated kVA torque		1,00
$M_{sc,N}$:	98,60 kNm	Nennmoment / rated torque		0,90
$\Delta U'$:	-21,7 %	Trans. Spannungseinbruch bei Laststoß mit $\cos \varphi = 0,8$ / TVD at load step at p.f. = 0,8		
ΔS_{max} :	3195 kVA	Max. Laststoß bei niedrigem $\cos \varphi$ für $\Delta U' = 15 \%$ / Max. load step at low p.f. for TVD=15 %		

Sonstige Daten / other data

Trägheitsmoment: Moment of inertia	J	4045 kgm²	Gesamtgewicht: Total weight	m	38000 kg
Trägheitskonstante Inertia constant	H	0,99 s	Bindungsgewicht Binding weight see outline drawing		
Kühlluftmenge: Cooling air volume	Q_L	4,80 m³/s	Gesamtverluste Total losses	P_{V1}	149 kW
Kühlwassermenge: Cooling water quantity	Q_W	n/a m³/h	Strahlungswärme Radiated heat	P_{V2}	n/a kW

Notizen / remarks: as built data 11.2.2016

driven by pelton turbine

Alle Angaben gemäß VDE 0530, IEC 60034

Datum / Date: **06.12.2014**

Herausgeber / Editor: **WV**

All data according VDE 0530, IEC 60034

Revision: **2**